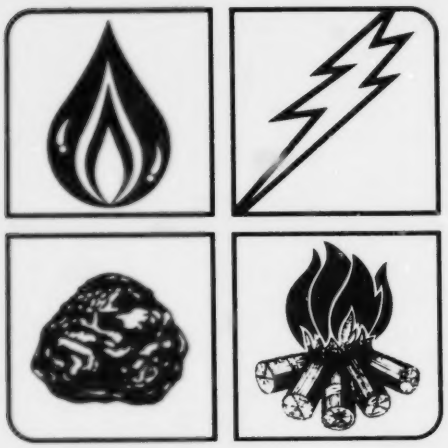
Energy Secretariat
Province of New Brunswick



New Brunswick Energy Review 1983

NEW BRUNSWICK ENERGY REVIEW 1983

Energy Secretariat
Province of New Brunswick
Energy Policy Division
1983

Published by:
Energy Secretariat
Province of New Brunswick
P. O. Box 6000
Fredericton, N. B.
E3B 5H1

Design: Karam Chandra

Typesetting: Unipress Ltd.

Printing: H.W. Wilson Printing Co. (1965) Ltd.

Reproduction of any portion of this booklet for commercial purposes without permission is borbidden, However, reproduction of any portion of this booklet for educational purposes is permitted, on condition that the source of the material is acknowledged.

© Her Majesty the Queen in Right of New Brunswick as represented by the Minister responsible for Energy Policy, 1983

ISBN 0-888-38-389-4

I am pleased to introduce the second edition of the **New Brunswick Energy Review.**

This edition contains a brief review of the most important international, national and provincial energy developments as well as the energy supply-demand balances for New Brunswick. It also presents a forecast of oil product prices through 1986 and a forecast of net provincial energy requirements for the years 1986 and 1991.

I hope the information contained in this **Review** will help the general public gain a better understanding of energy matters.

Honourable Gerald S. Merrithew
Minister responsible for Energy Policy

PART I RECENT ENERGY DEVELOPMENTS 1

1. **INTERNATIONAL DEVELOPMENTS** 2

A. **Current Events** 2
B. **Future Prospects** 2

2. **NATIONAL DEVELOPMENTS** 5

A. **Oil** 5
B. **Natural Gas** 6
C. **Electricity** 6
D. **Coal** 6

3. **PROVINCIAL DEVELOPMENTS** 9

A. **Energy Supply** 9
B. **Taxation** 9
C. **Conservation and Renewable Energy** 9
a. Programs Funded Exclusively by the Province
b. Joint Federal-Provincial Programs
D. **Publications** 11

PART II NEW BRUNSWICK ENERGY STATISTICS, 1981-82.....13

A. **Summary** 14
a. Summary of Major Trends in Energy Consumption 15
b. Summary of Major Trends in Energy Production 19
c. Provincial Energy Self-sufficiency 19
d. Some Other Dimensions of Energy Consumption 21
e. Prices 25
B. **Energy Balances, 1981-82** 29

PART III FORECAST OF NET ENERGY REQUIREMENTS 1986 AND 1991 37

APPENDIX Notes on Methodology and Sources of Data 41

I-1 International Price of Oil, 1981-83 3
I-2 Production of Crude Oil in Selected Countries, 1979-82 4
I-3 Domestic Price of Crude Oil in Canada, January 1981 Through July 1983 7
I-4 Prices of Selected Refined Petroleum Products, 1982-86 8
I-5 Domestic Prices of Natural Gas, 1981-83 8
I-6 Electricity Prices for Selected Cities in Canada, January 1982 8
I-7 Provincial Fuel Taxes 9
I-8 Selected CREDA Projects in New Brunswick 10
II-1 Consumption of Energy in New Brunswick, 1973-82 15
II-2 Consumption of Refined Petroleum Products by Major Product, 1973-82 24
II-3 Average Retail Price of Regular Gasoline and Heating Oil, 1979-83 26
II-4 Natural Gas Rates, 1979-83 26
II-5 Electric Power Rates for Residential Customers, 1979-83 27
II-6 Electric Power Rates for General Service Customers, 1979-83 27
II-7 Electric Power Rates for Small Industrial Customers, 1979-83 27
II-8 Electric Power Rates for Large Industrial Customers, 1979-83 28
II-9 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1981 (Gross Energy) 30
II-10 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1981 (Net Energy) 31
II-11 Energy Use by Sector, 1981 (Gross Energy) 32
II-12 Energy Use by Sector, 1981 (Net Energy) 33
II-13 Consumption of Refined Petroleum Products (1981) 34
II-14 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1982 (Gross Energy) 35
II-15 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1982 (Net Energy) 36
III-1 Utilization Efficiency Factors 38
III-2 Effective Energy Consumption by Sector, 1981 40
III-3 Effective Energy Use per Capita, Per Household, and per Unit of Output, 1981 40
III-4 Forecast of Effective Energy Consumption by Sector, 1986, 1991 40

Figure

I-1 Determination of Major Oil Products Prices, June 1983 7

II-1 Consumption of Energy, 1973-82 16

II-2 Percentage Distribution of Energy Consumption by Primary Energy Source, 1982 16

II-3 Percentage Distribution of Energy Consumption by End-Use Energy Form, 1982 17

II-4 Distribution of Energy Consumption by Major Primary Energy Source, 1973-82 18

II-5 Distribution of Energy Production by Primary Energy Source, 1973-82 20

II-6 Percentage Distribution of Energy Production by Major Primary Energy Source, 1982 21

II-7 Distribution of Energy Consumption by Sector, 1973-81 22

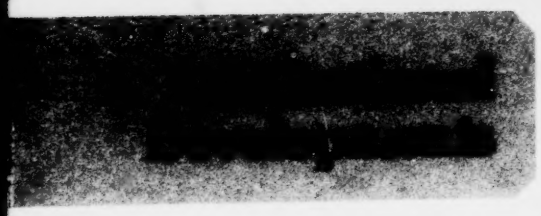
II-8 Percentage Distribution of Energy Consumption by Sector, 1981 23

II-9 Percentage Distribution of Refined Petroleum Products Consumption by Products, 1982 24

II-10 Price of Domestic and Imported Oil, January 1981 Through March 1983 28

III-1 Relationship Between Primary Energy Use and Effective Energy Use, 1981 39

PART I
RECENT ENERGY DEVELOPMENTS



A. CURRENT EVENTS

The downward trend in oil consumption that began after the large oil price increase in 1979-80 continued in 1982. Total crude oil consumption (including natural gas liquids) in the "free world" dropped from 51.6 million barrels per day (MMB/D) in 1979 to 44.7 MMB/D in 1981 and 42.2 MMB/D in 1982. Oil production in non-OPEC countries continued to increase, mainly as a result of large output gains in Mexico and the North Sea, rising from 19.8 MMB/D in 1979 to 21.2 MMB/D in 1981 and 22.9 MMB/D in 1982. As a result OPEC's oil production fell even faster than total free world oil production. From 1979 through 1982 OPEC's oil production dropped from 31.8 MMB/D to 19.3 MMB/D and its share of the free world's oil market plunged from 61.6 per cent to 45.7 per cent. Thus in 1982 non-OPEC countries produced more oil than OPEC. Within OPEC the reduction in oil production in 1982 was most pronounced in Saudi Arabia whose output dropped by 3.5 MMB/D; Iran was the only OPEC country to experience a substantial increase in oil production. Despite its lower production level, Saudi Arabia still maintained a dominant position within OPEC with nearly one-third of total output.

The slide in oil consumption exerted strong downward pressure on international oil prices. OPEC was able to withstand that pressure for a while, mainly through Saudi Arabia's willingness to defend the official price by lowering its oil output levels. Market conditions, however, were not supportive of the U. S. $ 34 a barrel marker price and in March 1983 OPEC countries agreed to lower the marker price to U. S. $ 29 per barrel and to defend that price by adhering to a total production limit of 17.5 MMB/D and a new set of quotas for each non-member country.

B. FUTURE PROSPECTS

Although the downward pressure on international prices still persists despite the recent reduction of U. S. $ 5 per barrel, there is considerable uncertainty about the direction of change in the price of oil. According to the Internation Energy Agency, for example, ". . . the combination of OECD and developing country oil imports would tend to eventually exceed available supplies in the world oil market by considerable margins. . . . Such imbalances between supply and demand would tend to cause further price increases and could contribute to renewed market disruptions, triggering sudden and massive price rises."[1]

Bijan Mossavar-Rahmani, a member of the Harvard Energy Security Program warns that "by as early as 1986, world demand for OPEC oil could recover to its pre-1980 level of about 30 mbd – well within the 'shock zone' in which even a small short-lived disruption in supplies could set off the third oil price spike in less than a dozen years."[2]

On the other hand, William Brown of the Hudson Institute predicts that "we are in for lower, not higher, oil prices"[3], and Mirian Radetzki of the University of Stockholm forecasts for the mid-1980s "a considerably lower level of real prices of oil and other energy raw materials than at present."[4]

Whatever its long-term trend may be, the future path of international oil prices may not be a smooth one, because of fundamental changes in the structure and operation of the international oil market. A concise review of various international oil pricing mechanisms is presented by Robert Mabro of St. Anthony's College, Oxford, and Joe Roeber, an independent oil consultant, in two separate articles prepared for *Petroleum Intelligence Weekly*.

Oil Pricing in the 1950s and 1960s. According to Mabro[5], "In the 1950s and 1960s the price of oil in international trade was determined by the major oil companies. The industry was characterised by a high degree of concentration and a high degree of integration. The companies, because of these characteristics, were able to disassociate the price of oil from movements in supply and demand, as supplies were carefully

---

[1] International Energy Agency, **World Energy Outlook**, IEA/OECD, Paris, 1982.

[2] Bijan Mossavar-Rahmani, **The OPEC Multiplier: Rebound of the Oil Exporters?**, Cambridge Energy Research Associates, Cambridge, MA, 1982.

[3] Brown, William M., "Can OPEC Survive the Glut?", **Fortune**, 30 November 1981, p. 89.

[4] Quoted in **Petroleum Intelligence Weekly**, 7 October 1981, p. 9.

[5] Mabro, Robert, "OPEC's Future Pricing Role May Be at Stock", **Petroleum Intelligence Weekly**, (Special Supplement), April 19, 1982.

matched to anticipated demand. The integrated system was amenable to planning; and as planning achieved a balancing act, neither gluts nor shortages manifested themselves in the open. In such a situation it is perfectly easy to determine prices and prevent them from fluctuating. In fact, demand variations did occur all the time, but they were transferred to the producing countries who tended to accept fairly passively variations in offtake. Rises in demand led to increases in depletion ratio; drops in demand to reduction in output. Companies were able to distribute these variations among various producers. The passivity of oil-exporting countries enabled capitalist companies to operate for many years a highly planned system. This was the golden age of administered prices."

Joe Roeber adds that "the conditions for success (of administered prices) were two: ownership of nearly all of the crude oil in international trade by a handful of companies; and consistency of objectives between those companies. On that base was built the vast and complex structure of the internationally integrated oil industry. One of the incidental benefits was the orderly behaviour of prices – not essential to the functioning of the apparatus, but convenient. The companies' interests would not have been served by fluctuating prices and, with the degree of control they had, they successfully managed them away."[6]

Oil Pricing in the 1970s. The era of oil price stability came to an end in 1973. As pointed out by Mabro, "a new price regime emerged in the 1970s. The industry divided into sellers and buyers of oil. The sellers, represented by OPEC, inherited from the companies the role of price administration, but they did not take control of the whole system. The era of full integration and balanced planning was over. Supply and demand were now on separate sides of the divide; gluts (more precisely, excess supplies) and shortages (excess demand) could no longer be internalised. They began to manifest themselves openly. Planning and close integration gave way to the emergence of the market. The price regime from 1973 until today involved a complete interaction between OPEC, a dominant institutional agent acting as price administrator, and powerful market forces. . . . The interaction operated in two ways. First, OPEC was able to determine a reference price for oil (that of Arabian Light taken as the marker crude) while the market exercised a strong influence on the pattern of price differentials for the large number of crude varieties. Secondly, OPEC was able to hold its reference price fixed at least in nominal terms in periods of slack demand, when an unchecked market normally would have led to a price collapse. These occurred most markedly during the recession of 1975 and during 1977-78. But OPEC tended to follow the upward pull on prices exercised by a tight market, most notably during the major crisis of 1979-80."

Joe Roeber adds that "one of the extraordinary features of the industry during the 1970s was that, although the enabling condition for the internationally integrated operation of the industry were not met, it continued to behave as though they were. The reason was that the companies continued to behave as though they still had access to owned crude. In some beneficial respects they did; they still had a degree of control over the disposition of crude since the producers had not yet acquired the experience or confidence fully to do the job of direct selling themselves. Also, they were given quasi-concessionary privileges in some countries through special arrangements. . . . But with the Iranian disruption and the producers' sudden accession to market power, these remaining privileges were taken away – with the important exception of Saudi Arabia. The downstream was decisively cast off from crude production and a widening strip of water now separates the two. This is the important structural differences between the conditions of the mid-1970s, when OPEC successfully defended its prices in the midst of a crude surplus, and the last two years. The exporting governments no longer have the willing compliance of the companies in carrying out their policies. The consequences are all around to see, and the challenge to established rules is total."

Future Oil Price Mechanisms. When in 1979-80 OPEC set oil prices in accordance with short-term market forces it set in motion market forces that led to a considerable weakening of its power over international oil prices. OPEC members have strong interests in maintaining their role as international oil price administrators. As pointed out by Mabro, "They all know that their ability to administer the price of oil has yielded considerable financial benefits and important political rewards. An ultimate surrender of this role to a blind market would deprive them in future from those gains. . . . OPEC countries have achieved a measure of political power on the international scene through their oil power, manifested by their role in matters of price. . . . In 1973 they suddenly began to enjoy international recognition. Oil power enabled some of them to establish regional political leadership. It enhanced in some cases the security of regimes. It gave weight to their presence in international forums and helped them upon occasion to promote broader political objectives outside the world of oil."

Despite its strong interest in keeping a leading position in the determination of oil prices, OPEC faces serious challenges to its power over oil prices. The first challenge arises from the decline in world oil consumption which began in 1979 and may continue for a number of years, depending on the strength of economic recovery in the industrialized world. Part of the current drop in oil consumption was caused by a short-term drop in inventory levels, but some of the decline was due to long-term structural changes in the pattern of energy use. Another strong challenge to OPEC's price role is represented by the expansion of non-OPEC producers. Not only has their number increased during the past decade, but their total output exceed

TABLE I–1. INTERNATIONAL PRICE OF OIL, 1981–1983

U.S. Dollars per Barrel

	OPEC Marker	Average Import Cost at Montreal
1981 January	36.0	35.5
July	36.0	35.6
December	34.0	35.6
1982 January	34.0	35.6
July	34.0	32.8
December	34.0	33.9
1983 January	34.0	32.8
March	29.0	30.7

[6] Roeber, Joe, "Learning to Live with Instability", **Petroleum Intelligence Weekly**, April 4, 1982, pp. 8-9.

TABLE I–2. PRODUCTION OF CRUDE OIL IN SELECTED COUNTRIES, 1979–1982

Millions of Barrels Per Day

	1979	1980	1981	1982	% Change 1982-81	% Change 1982/1979
OPEC						
Crude Oil						
Saudi Arabia	9.5	9.9	9.8	6.3	–35.7	–33.7
Iran	3.1	1.5	1.3	2.0	53.8	–35.5
Iraq	3.4	2.6	0.9	0.9	0	–73.5
Kuwait	2.5	1.6	1.1	0.7	–36.4	–72.0
Venezuela	2.4	2.2	2.1	1.9	–9.5	–20.8
Lybia	2.1	1.8	1.1	1.1	0	–47.6
Nigeria	2.3	2.1	1.4	1.3	–7.1	–43.5
Other Countries	5.5	5.1	4.8	4.2	–12.5	–23.6
TOTAL	30.8	26.8	22.5	18.4	–18.2	–40.3
SUBTOTAL OPEC (Including Natural Gas Liquids)	31.8	27.8	23.5	19.3	–17.9	–39.3
NON-OPEC, NON-COMMUNIST						
Crude Oil						
U.S.A.	8.5	8.6	8.6	8.6	0	1.2
Mexico	1.5	1.9	2.3	3.0	30.4	100.0
Canada	1.5	1.4	1.3	1.3	0	–13.3
North Sea	2.0	2.2	2.3	2.9	26.1	45.0
Other Countries	4.2	4.2	4.4	4.8	9.1	14.3
TOTAL	17.7	18.3	18.9	20.6	9.0	16.4
SUBTOTAL NON-OPEC, NON-COMMUNIST (Including Natural Gas Liquids)	19.8	20.8	21.2	22.9	8.0	15.7
SUBTOTAL FREE WORLD	51.6	48.6	44.7	42.2	–5.6	–18.2
OTHERS						
U.S.S.R.	11.4	11.7	11.8	11.9	0.8	4.4
Other Eastern Europe	0.4	0.4	0.4	0.4	0	0
China	2.1	2.1	2.0	2.0	0	–4.8
SUBTOTAL OTHERS	13.9	14.2	14.2	14.3	0.7	2.9
GRAND TOTAL	65.5	62.8	58.9	56.5	–4.1	–13.7
OPEC'S SHARE OF FREE WORLD'S PRODUCTION (%)	61.6	57.2	52.6	45.7	–13.1	–25.8

OPEC's production in 1982. Mabro points out, "They pose a more permanent problem than the stock cycle, and perhaps than the decline in demand. These (non-OPEC) producers are outside the price-administered system and yet benefit from it. Being outside enables them to maintain the volume of their exports by shedding prices. But so long as the OPEC price peg holds they can get away with relatively small price reductions which do not cut up very large chunks of revenues." The importance of non-OPEC oil producers was demonstrated at the March 1983 OPEC meeting when the price of a barrel of the "marker" was reduced from U. S. $ 34 to U. S. $ 29; the reduction in the OPEC prices followed a drop in the price of North Sea oil, and the survival of the new marker was seen to rest on Britain's willingness to support the agreement reached in London by OPEC countries.

It is certainly premature to toll the death knell of OPEC, but it is unrealistic to ignore the consequences of market forces. In Joe Roeber's view, "The OPEC governments had compelling reasons – a reluctance to forego extra revenues – to opt for market prices in 1979 and 1980. But by doing so, they delivered crude pricing into the market place. And there, for good or ill, it is likely to remain – at least until the balance between supply and demand shifts decisively in favour of the exporters. Even then the changes in the market structure will be too established to make the job of market management easy, or perhaps even possible."

2. National Developments

A. OIL

The combination of depressed economic conditions, energy conservation and off-oil substitution resulted in a marked drop in the consumption of oil products in Canada. Domestic sales of refined petroleum products fell by 10 per cent from 1981 to 1982. Heavy fuel oil experienced the largest percentage drop in demand (19.2 per cent), but sizeable reductions in consumption were also recorded by all other oil products.

Domestic crude oil production, on the other hand, remained fairly stable. As a result net imports of oil were cut in half, plunging from 454 to 225 million barrels per day between 1981 and 1982. Thus net oil imports in 1982 accounted for only 14.3 per cent of domestic requirements (net domestic sales plus refinery use).

The price of domestic crude continued to increase rapidly throughout 1982, in accordance with the terms of the 1981 Agreement between the federal government and the government of Alberta. The reduction in oil imports and the downward trend in international oil prices, however, curtailed the amount of the import compensation payments and induced in January 1983 a cut of $ 2.54 in the petroleum compensation charge. The blended price of oil therefore increased by $ 1.46 per barrel although the wellhead price of conventional oil rose by $ 4 per barrel. In June 1983, the cost of imported oil delivered at Montreal (of quality equivalent to domestic oil) was Can. $ 36.87 per barrel. The price of conventional old oil at Montreal was $ 31.23 per barrel, and the blended price was $ 36.23 per barrel. In mid-1983 Canadians paid 85 per cent of world prices for domestic conventional old oil and 98 percent of world prices for the average barrel of oil consumed.

Less than two years after the Federal-Alberta oil pricing agreement, changes in market conditions and the resultant drop in international oil prices invalidated one of the fundamental components of that agreement, i.e. the 75 per cent ceiling on conventional old oil. The federal government and the government of Alberta decided to re-evaluate the 1981 pricing agreement in light of the new situation. Those bilateral negotiations were completed by the end of June 1983 and resulted in a set of substantial amendments to the 1981 Agreement.

The new agreement began on July 1, 1983 and will expire on December 31, 1984 for oil and January 31, 1985 for natural gas.

The price of **conventional old oil** will be kept at the current level ($ 29.75 per barrel) as long as the international oil price does not fall below Can. $ 29.75 per barrel, or does not exceed Can. $ 39.67 per barrel. The old ceiling of 75 per cent of the international price has effectively been converted into a floor. In the amendment, the domestic price will not be allowed to fall below 75 per cent of the international price should the latter fall during the next 18 months. The intent of the agreement, therefore, appears to be the maintenance of stable domestic oil prices, even if there are noticeable fluctuations in world prices. The ratio of domestic to conventional prices will be allowed to fluctuate between the 75 per cent and 100 per cent level.

The 1982 update of the National Energy Program introduced a two-tier pricing system for conventional oil. Oil discovered up to 1973 was priced in accordance to the schedule contained in the 1981 Agreement, while oil discovered after 1973 received a "special old oil price", i.e. 75 per cent of world prices, effective July 1, 1982. Under the new (1983) agreement, oil that qualified for the special old oil price will receive international prices, effective July 1, 1983.

The **new oil** reference price, i.e. international price, will also be granted to oil from new wells drilled in areas where conventional oil is being produced, subject to certain limitations.

The overall effect of these changes is a stable conventional oil price and a larger share of domestic oil production eligible for international prices. Approximately 35 per cent of domestic oil will be priced at world levels and the rest (65 per cent) will receive about 85 per cent of world prices if world oil prices remain stable for the next 18 months, as is expected. The average price of domestic oil, therefore, will be about 90 per cent of the world price.

The **blended price**, however, will remain unchanged because the extra cost due to higher prices for special old oil will be financed through the surplus generated by the petroleum compensa-

tion charge at current levels. In effect, the surplus from the petroleum compensation charge is being divided among the oil producers, the federal government and the government of Alberta, instead of being returned to the consumers in the form of a lower blended price.

The 1982 issue of the **New Brunswick Energy Review** (Table I-3) contained a forecast of refined petroleum product prices for the period 1982-86. In Table I-4 of the current issue that forecast has been revised. For the 1983-84 period, the revision incorporates the recent amendments to the 1981 oil pricing agreement and the increase in the New Brunswick gasoline tax from 16 per cent to 20 per cent. For the period 1985-86 it was assumed that international oil prices will remain stable, provincial fuel taxes will stay constant, and the possible increase in the price of conventional old oil to international levels will be financed through continuing surpluses in the petroleum compensation charge account.

B. NATURAL GAS

Domestic consumption of natural gas recorded a 2.3 per cent increase in 1982. Declines in industrial and commercial use (–5.9% and –1.4% respectively) were more than offset by a large expansion in residential demand (25.4%). Net exports dropped by 1.0 per cent and net production fell by 4.3 per cent.

The Alberta border price of natural gas moved upwards in accordance with the escalation rate incorporated in the Ottawa-Alberta Agreement of 1981. In June 1983, the Alberta border price of one thousand cubic feet (Mcf) of natural gas was $2.58, 38 per cent higher than in 1981. A similar pattern was followed by the Toronto wholesale price (which includes the Canadian Ownership charge and the federal natural gas tax in addition to transportation costs from the Alberta border to Toronto). With respect to future prices, there is certainty only for the next 18 months. In the "new agreement", the federal government reaffirmed its commitment to maintaining natural gas prices at 65 per cent of the price of oil. This 65 per cent gas/oil ratio will be maintained during the next 18 months through adjustments in the "natural gas and gas liquids tax." When that tax reaches a level of zero, no further increase in the Alberta border price of natural gas will take place. However, the federal government's commitment to 65 per cent gas/oil price ratio is effective only for the next 18 months. Beginning in February 1985, the Alberta border price of natural gas will resume its semi-annual increase of 25 cents per Mcf.

C. ELECTRICITY

For the first time in years electricity generation failed to increase in Canada. A substantial gain in conventional thermal generation (8.1%) was more than offset by lower hydro and nuclear output (–3.0% and –3.7%, respectively), and as a result total domestic generation fell by nearly one per cent. In 1982 hydro accounted for the lion's share of domestic generation with 68 per cent of the total, with conventional thermal adding 22.3 per cent and nuclear generation 9.7 per cent. Net exports also dropped, while domestic consumption remained virtually unchanged.

The price of electricity, as shown in Table I-6, varies considerably among regions and classes of users. The following characteristics of the electricity pricing structure are particularly noticeable.

- In each province, commercial users pay the higher price, followed by residential customers and industrial clients;
- Within each class of customers, the rate structure (usually composed of a service charge or demand charge, plus a declining block energy rate) results in a declining price per kWh as consumption increases;
- The highest electricity prices in January 1982 were recorded in the Northwest Territories and Prince Edward Island; the lowest prices were paid by electricity customers in Manitoba.

D. COAL

Led by a large increase in electric generation use (12.9%) the domestic consumption of coal rose by 8.6 per cent in 1982, surpassing the 40 million metric tons (MMMT) level. Net exports fell by 463 thousand metric tons, but domestic production advanced at a rate of 6.8 per cent, moving from 40.1 MMMT in 1981 to 42.8 MMMT in 1982.

The average price of coal also moved upwards, following the escalation of oil prices, and increased by 23 per cent jumping from $25.70 per metric ton in 1980 to $31.60 in 1982.

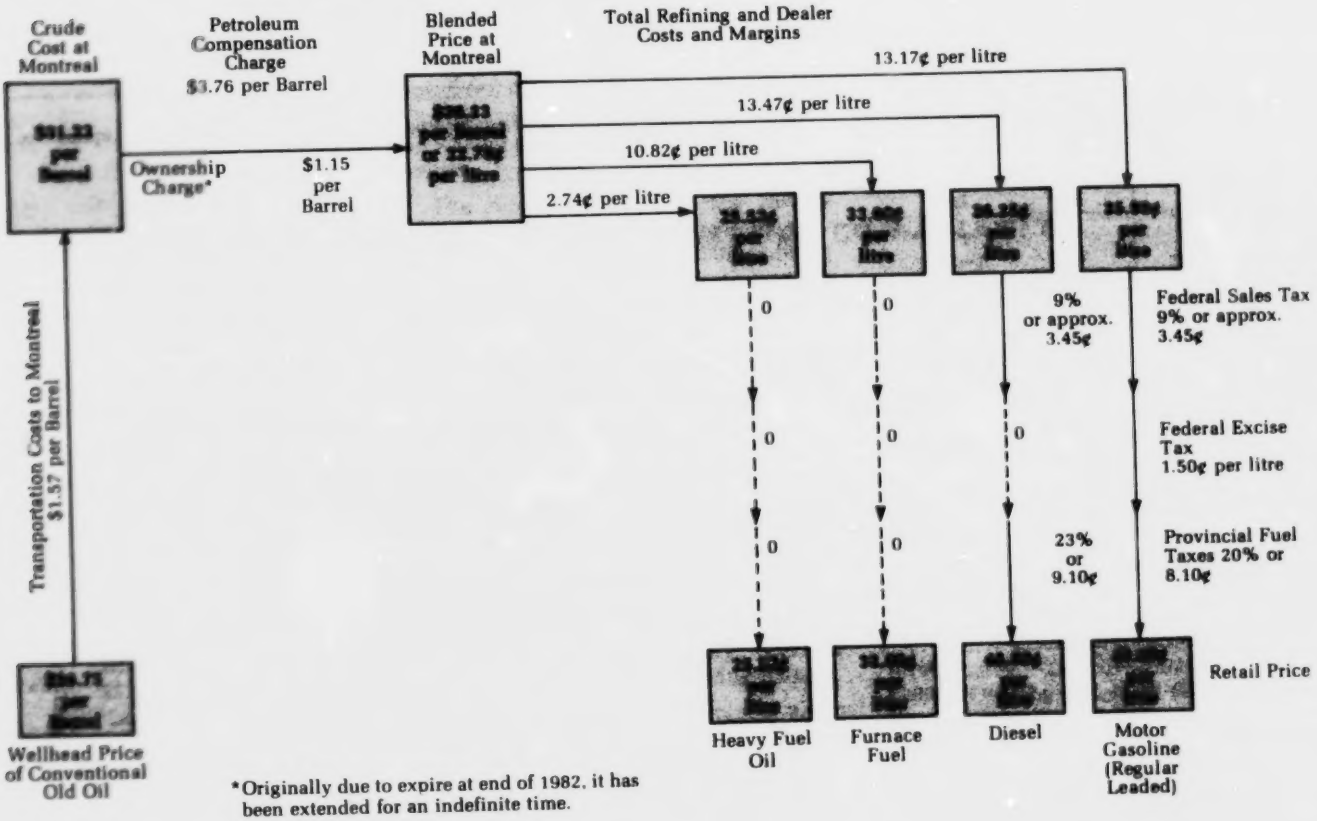
TABLE I–3. DOMESTIC PRICE OF CRUDE OIL IN CANADA, JANUARY 1981 THROUGH JULY 1983

$ per Barrel

	Wellhead Price of Conventional Oil	Transportation Cost to Montreal	Petroleum Compensation Charge	Canadian Ownership Charge	Blended Price at Montreal
1981 January	17.75	1.24	5.05	—	24.04
July	18.75	1.52	8.15*	1.15	29.57
October	21.25	1.56	8.15*	1.15	32.07
1982 January	23.50	1.54	6.30	1.15	32.49
July	25.75	1.55	6.30	1.15	34.75
1983 January	29.75	1.55	3.76	1.15	36.21
July	29.75	1.57	3.76	1.15	36.23

*Includes a special charge of $ 1.85 per barrel imposed in response to Alberta production cutback.

FIG. 1-1. DETERMINATION OF THE PRICES OF MAIN REFINED PETROLEUM PRODUCTS, JUNE 1983 (SAINT JOHN, N.B.)



*Originally due to expire at end of 1982, it has been extended for an indefinite time.

TABLE I–4. PRICES* OF SELECTED REFINED PETROLEUM PRODUCTS 1982–86 (SAINT JOHN)

¢ per Litre

	Regular Leaded Gasoline		Diesel		Furnace Fuel	
	1982 Forecast	Revised Forecast	1982 Forecast	Revised Forecast	1982 Forecast	Revised Forecast
1982	41.6	42.0 (Actual)	42.8	43.2 (Actual)	29.4	29.8 (Actual)
1983	46.3	47.8	48.0	49.1	33.0	33.4
1984	50.7	50.3	52.7	51.7	36.3	34.7
1985	53.6	51.3	55.7	52.8	38.5	35.3
1986	56.8	53.0	59.2	54.5	40.9	36.6

*Average prices for calendar year.

TABLE I–5. DOMESTIC PRICES OF NATURAL GAS, 1981–83

$ per Mcf

	Alberta Border Price	Transport To Toronto	Toronto City Gate	Wholesale Price in Toronto*
1981	1.87	.72	2.59	3.08
1982	2.20	.85	3.05	3.85
1983 June	2.58	.98	3.56	4.18

*Includes Canadian Ownership Charge (15¢ per MCF) and Natural Gas and Gas Liquids Tax.

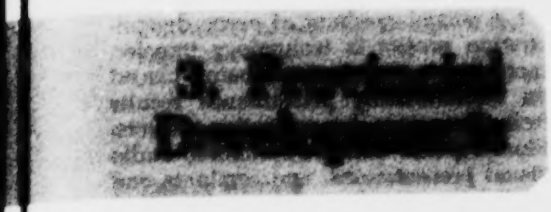
TABLE I–6. ELECTRICITY PRICES[a] FOR SELECTED CITIES IN CANADA, JANUARY 1982

¢ per KwH

	RESIDENTIAL		COMMERCIAL		INDUSTRIAL	
	750 Kwh per Month	5,000 Kwh per Month	Small[b]	Large[c]	Small[d]	Large[e]
St. John's, Nfld.	5.36	4.44	8.63	5.37	6.39	3.84
Charlottetown, P.E.I.	10.26	8.97	13.62	11.96	10.90	9.33
Halifax, N.S.	4.98	4.43	7.32	6.35	7.04	4.10
Fredericton, N.B.	5.86	3.88	8.98	6.88	6.20	4.24
Montreal, Quebec	3.62	3.39	6.34	4.70	5.26	3.43
Toronto, Ontario	4.08	3.74	7.76	5.01	5.85	3.75
Winnipeg, Manitoba	3.27	2.64	6.93	3.26	3.50	2.31
Regina, Saskatchewan	3.67	3.44	5.44	3.74	4.24	2.82
Edmonton, Alberta	3.90	3.43	8.28	4.32	4.25	3.51
Vancouver, B.C.	4.29	3.54	6.10	4.26	4.32	3.04
Whitehorse, Yukon	7.24	5.88	9.89	8.76	n.a.	n.a.
Yellowknife, N.W.T.	10.37	10.15	12.39	11.95	n.a.	n.a.

[a]Average prices calculated as total bill divided by total consumption.
[b]Billing demand: 3 kW; monthly consumption: 375 kWh
[c]Billing demand: 100 kW; monthly consumption: 25,000 kWh
[d]Billing demand: 75 kW; monthly consumption: 15,000 kWh
[e]Billing demand: 1 mW; monthly consumption: 400 mWh

Source: Statistics Canada, **Electricity Bills, 1982**, Cat. No. 57-203



A. ENERGY SUPPLY

Energy supply developments in 1982 were dominated by electricity-related projects.

a. Nuclear Power.

On July 25, 1982 **Point Lepreau** became the first CANDU 600 nuclear plant in Canada and abroad to achieve a critical level of output. At year-end, the plant had reached 75 per cent of full power production (nearly 500 megawatts) and had contributed over 325 gWh of electricity since being synchronized with the provincial electric system in September. A large portion of that power is exported to the United States. The National Energy Board approved the export of 205 mW in April 1982 and an additional 130 mW in December 1982. As of July 1983, 230 mW of power from Lepreau were exported to New England.

b. Interprovincial Energy Transfers.

The first phase of a planned second major interconnection between Hydro Quebec and The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) was completed on April 6, 1982 when a new 138,000 volt radial feed was energized and started supplying power from Hydro Quebec.

The new 138,000 volt line carries power from the Quebec border at Dégelis and is stepped down to 69,000 volts at Iroquois in New Brunswick to supply customers in the Edmundston, St. Quentin and St. Leonard areas.

The new line will operate at 138,000 volts until late 1984 when it will be converted to 345,000 volt operation. The new line together with the new 350 megawatt High Voltage Direct Current Converter Station scheduled for late 1985, will form a new intertie between New Brunswick and Hydro Quebec with a transfer capacity of 500 megawatts.

c. New Coal-based Fuel.

A new coal-water slurry will be tested at the Chatham generating plant.

The $5.5 million project is the result of an agreement between NB Power, Cape Breton Development Corporation and the Federal Department of Energy, Mines and Resources.

Under the terms of the joint project, the Cape Breton Development Corporation is building the first North American preparation plant for this fuel in Sydney, Nova Scotia, using Swedish technology. Cape Breton metallurgical grade coal, a very high quality fuel, will be used to prepare the coal-water slurry. The coal is pulverized, cleaned and mixed with additives to form a stable slurry with low sulphur and ash. This slurry, 70 percent coal and 30 percent water can then be burned in a modified conventional oil-fired boiler.

The pilot plant in Sydney, Cape Breton, aims to produce the new fuel by June 1983. It will then be transported to NB Power's plant in Chatham, New Brunswick, where it will be tested in two boilers (12.5 mW and 20 mW). A total of 6,000 tons of the coal-water slurry will be test-fired from June to September.

B. TAXATION

In the 1983 Budget, the provincial tax on motor gasoline was revised from 16 to 20 percent, while the tax on diesel was kept at 23 per cent. The new fuel tax levels in July 1983 are shown in Table I-7.

TABLE I–7. PROVINCIAL FUEL TAXES

Fuel	Tax Rate %	Amounts of Tax ¢ per litre
Gasoline		
Regular ..	20	8.1
Unleaded	20	8.5
Premium .	20	8.7
Diesel	23	9.1
Propane	13	4.0
Locomotive Fuel	10	4.0
Aviation Fuel	3	1.8

C. CONSERVATION AND RENEWABLE ENERGY

a. Programs Funded Exclusively by the Province.

The province has continued to finance and operate its ***Home Energy Conservation Loan Program*** to provide low interest (7½%) loans to homeowners. In 1982, an additional 3353 loans valued at $2,780,321 were provided raising the cummulative value of loans to $18,312,524 since the program's inception in 1977.

Work on the ***Solar Radiation Monitoring Program*** has continued at the University of New Brunswick to develop and put in place a network of monitoring stations to collect solar radiation data. A new station location in Fredericton has been added to those in St. Andrews and Campbellton, and further improvements to the recording devices have been made as well as the automatic transfer of raw data to computer storage facilities for processing into a user ready format.

The ***Homeowner Energy Conservation Grant*** program for homeowners building new homes to the energy conservation standards prescribed by the New Brunswick Housing Corporation came to an end at the close of the 1983 fiscal year.

b. Joint Federal Provincial Programs.

In January 1980 the Province of New Brunswick and the Federal Government signed the ***Canada-New Brunswick Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreement*** (CREDA). The Agreement which runs until the end of March, 1984, provides funds for the development, demonstration and commercialization of energy conservation and renewable technologies. The Federal Government provides $ 9 million toward the cost of the program and the Province contributes $ 2.25 million for a total program funding of $ 11.25 million.

The CREDA program has been designed in part to bridge the gap between research and implementation of promising technologies. Developing public awareness of the potential for conservation and renewables, creating employment in new and existing industries and fostering information transfer between demonstration projects and potential users of the technologies, are all key objectives of the Program.

By the end of June 1983, 54 large scale projects representing $ 8 million in CREDA funding have been approved in New Brunswick.

As well as demonstrating a wide variety of conservation and renewable technologies, the New Brunswick CREDA has been focussing on projects in Wood Energy, Heat Recovery, and Energy Efficient Retrofit. In addition to the large scale projects over 75 small scale projects (Max. $ 10,000 funding) totalling over $ 450,000, have been approved throughout New Brunswick.

Already several New Brunswick demonstration projects have resulted in adoption of the technologies. For example, an Aquaculture project using waste warm water from a power plant has led to a similar pilot project at Prince Albert, Saskatchewan; a recycled asphalt demonstration has resulted in at least half a dozen similar ventures in the Maritimes; and as a result of a demonstration project, Connors' Brothers is currently replacing Bunker "C" with fish oil at their fish packing plant in Newfoundland.

A vital ingredient of every demonstration project is technology transfer. Increasingly, emphasis is being placed on disseminating performance results from the various demonstration projects. Final reports, booklets, exhibits, audio visual presentations, and seminars and workshops are planned to ensure effective transfer of the information and to maximize the impact of CREDA in New Brunswick and across Canada.

D. PUBLICATIONS

The New Brunswick Energy Secretariat has produced a number of publications to help the general public gain a better understanding of energy matters. Some of those publications are the output of our ongoing research program and others are related to the CREDA program.

- ***New Brunswick Energy Statistics, 1973-79***
- ***New Brunswick Energy Review (Annual)***
- ***Energy Update (Annual)***
- ***Survey of Residential Fuelwood Use***
- ***A Wood Chip Primer***
- ***A Sawdust Primer***
- ***Wood Chip Heating of Homes and Other Small Buildings***
- ***The Conserver: A Report on the New Brunswick Department of Education Energy Conservation Program***
- ***Brochures on various projects under the CREDA program.***

TABLE I–8. SELECTED CREDA PROJECTS IN NEW BRUNSWICK

	Project and Location	Description
1. **Wood Energy**		
Wood Chip Burner	Brookdale Nurseries, Newcastle	Construction and installation of automatic fuel feeding and combustion equipment to use wood chips in a commercial greenhouse.
Wood Chip Harvesting and Distribution	Forestry Department, University of New Brunswick, Fredericton	Demonstrating a variety of methods and the economics of producing, drying and distributing wood chips for use as a heating fuel.
Wood Chip Heating Systems	Fredericton and Bristol	Construction and connection of five thermostatically controlled residential wood chip stokers to existing oil-fired furnaces.

University of New Brunswick Wood Residue Boiler	University of New Brunswick, Fredericton	Installation of a wood residue boiler to burn hogged bark supplemented by other sawmill and harvesting residues, procured under long-term contracts with local sawmills.
2. Energy Retrofit		
Institutional Energy Efficient Retrofit	Mount Allison University, Sackville	Installation of heat recovery equipment, insulation and a central computer-based building energy management system. Modifications to ventilation, lighting and hot and cold water systems are also included in the retrofit.
Co-op Housing Retrofit	Housing Alternatives, Saint John	Re-insulation of roof and walls, sealed vapour-barriers and installation of double glazed windows, energy efficient doors, lighting and instantaneous hot water heaters.
Arena Retrofits (3)	Riverview, St. Leonard, Lameque	Installation of heat recovery equipment and energy efficient lighting in three of the provinces' 84 arenas.
3. Heat Recovery		
Waste Heat Acquaculture	Grand Lake Generating Station	Accelerating hatching and rearing of trout and salmon using waste warm water from a coal-fired generating station.
Heat Recovery	Jiffy Products Ltd., Shippagan	Installation of heat recovery equipment on warm air exhausts in a peat pot manufacturing plant.
Surface Heated Greenhouse	Grand Lake Generating Station	Utilization of waste warm water from a power plant cascaded over the outside surface of a ¼ acre greenhouse.
4. Conservation		
Asphalt Recycling		Reclamation of asphalt pavement on a 7.5 Km. stretch of Highway between McGivney and Astle, and subsequent resurfacing using 50% recycled asphalt.
Ducted Propulsion System	Caraquet	Installation of a ducted propulsion system on a wooden fishing trawler to reduce fuel consumption while dragging.
Energy Management	Connors Brothers Ltd., Black's Harbour	Installation of a variety of heat recovery equipment, a programmable industrial controller and other energy conservation equipment in the sardine plant.
Fish Oil Combustion	Connors Brothers Ltd., Black's Harbour	Modification of existing burners and combustion testing of various mixtures of fish oil as a replacement for Bunker "C" oil.

PART II
NEW BRUNSWICK ENERGY STATISTICS 1981 and 1982

A. Summary

Summary of Major Trends in Energy Consumption

Led by a large reduction in the use of refined petroleum products, the consumption of primary energy in New Brunswick declined by nearly 10 per cent in 1982, moving from 214,074 terajoules (TJ) to 192,860 TJ (or from 34,982 barrels of oil equivalent (BOE) to 31,515 BOE). At the end-use level, energy consumption declined for the third consecutive year and in 1982 it amounted to 82 per cent of 1979 consumption. Per capita consumption also followed a downward trend, falling from 52.9 BOE in 1979 to 45.0 BOE in 1982. Gross energy consumption per $1,000 of real output dropped below the 15 BOE mark for the first time in the past decade.

The largest proportion of total energy consumption was satisfied by non-renewable sources, with a share of 77.8 per cent in 1982. Renewable sources of energy – i.e., hydroelectric power plus wood and wood residue – satisfied 22.2 per cent of New Brunswick's energy requirements in 1982.

The distribution of gross energy use by primary source has changed significantly during the past three years. The relative contribution of hydro, wood plus wood residue, and coal plus natural gas, to total energy use increased considerably; as a consequence, the share of refined petroleum products fell from 77.3 per cent in 1979 to 68.7 per cent in 1982.

A marked change also occurred in the distribution of energy consumption by end-use energy form. Between 1979 and 1982 the share of refined petroleum products fell from 68.5 per cent to 60.0 per cent, while the relative contribution of wood plus wood residue and electricity increased from 9.5 per cent and 20.7 per cent respectively to 11.6 per cent and 27.1 per cent.

TABLE II–1. CONSUMPTION* OF ENERGY IN NEW BRUNSWICK, 1973 – 1982

Year	Population	Consumption of Energy				Consumption of Energy Per Capita				Consumption of Energy Per 1,000 of Real GDP			
		Gross Energy		Net Energy		Gross Energy		Net Energy		Gross Energy		Net Energy	
		TJ	000s BOE	TJ	000s BOE	TJ	BOE	TJ	BOE	TJ	BOE	TJ	BOE
1973	647 100	184 801	30 198	172 673	28 216	.2856	46.7	.2668	43.6	.0987	16.1	.0922	15.1
1974	653 600	200 980	32 842	186 996	30 557	.3075	50.2	.2861	46.8	.1010	16.5	.0939	15.4
1975	665 200	191 973	31 370	176 653	28 867	.2886	47.2	.2656	43.4	.0921	15.1	.0847	13.8
1976	677 250	203 014	33 174	188 734	30 841	.2998	49.0	.2788	45.6	.0960	15.7	.0892	14.6
1977	684 200	204 689	33 448	187 537	30 645	.2992	48.9	.2741	44.8	.0962	15.7	.0882	14.4
1978	689 100	212 112	34 661	189 245	30 924	.3078	50.3	.2746	44.9	.0959	15.7	.0856	14.0
1979	692 500	224 219	36 639	206 017	33 665	.3238	52.9	.2975	48.6	.0899	14.7	.0826	13.5
1980	696 300	228 865	37 399	204 512	33 419	.3287	53.7	.2937	48.0	.1011	16.5	.0903	14.8
1981	696 400	214 074	34 982	193 673	31 648	.3074	50.2	.2781	45.4	.0919	15.0	.0831	13.6
1982	700 900	192 860	31 515	169 390	27 680	.2752	45.0	.2417	39.5	.0871	14.2	.0765	12.5

* Total Energy Use

FIG. II-1. CONSUMPTION OF ENERGY 1973-1982
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

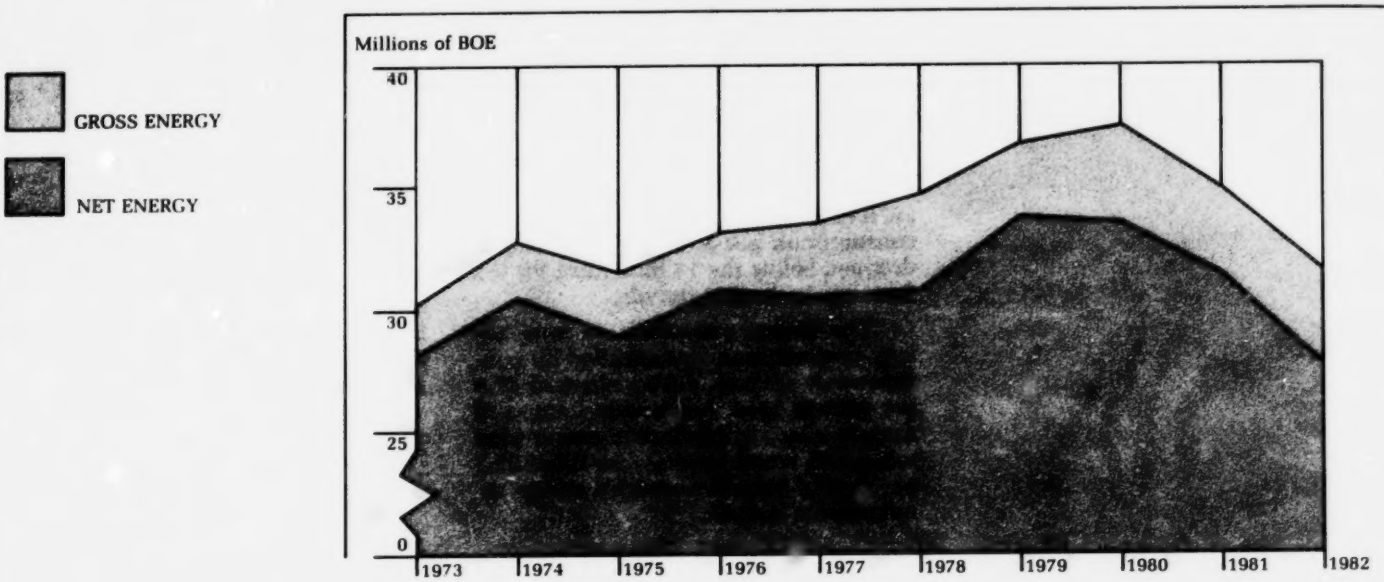


FIG. II-2. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1982

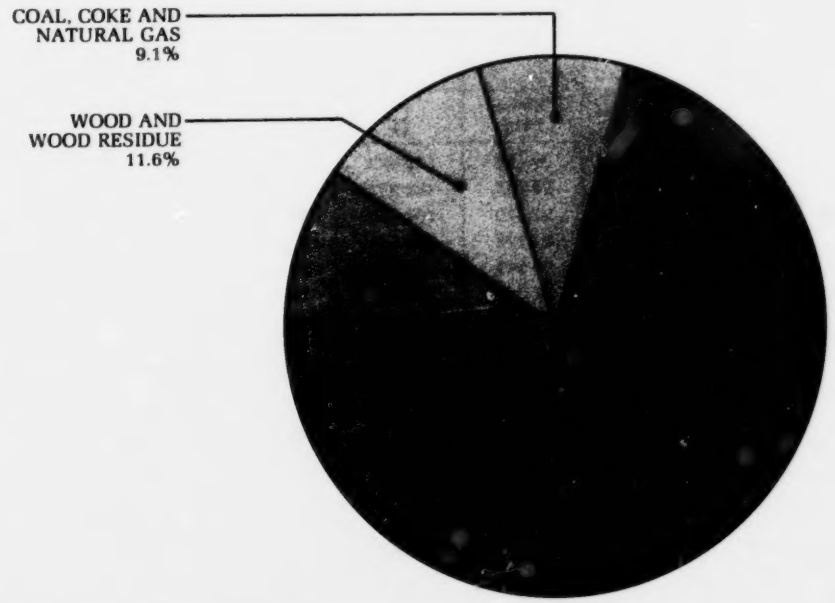
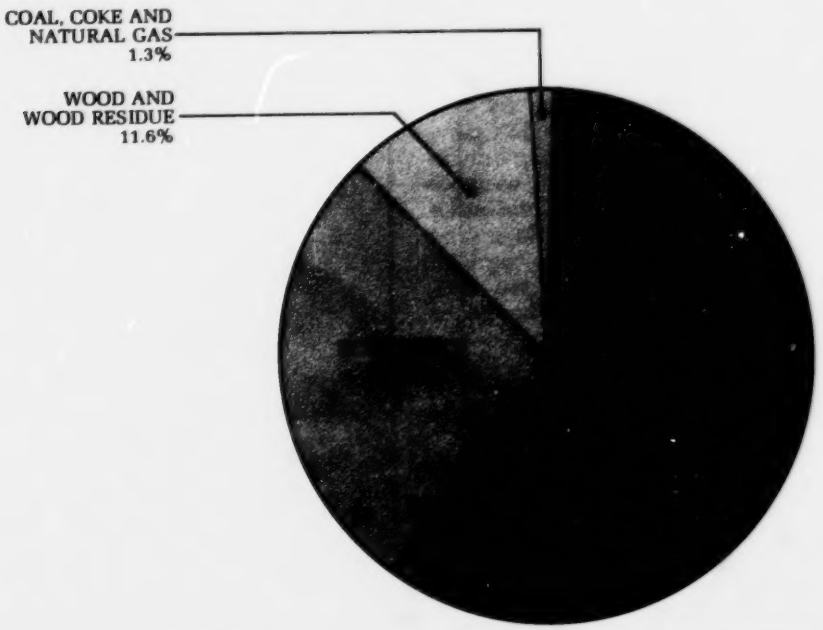


FIG. II-3. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY END-USE ENERGY FORM, 1982

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

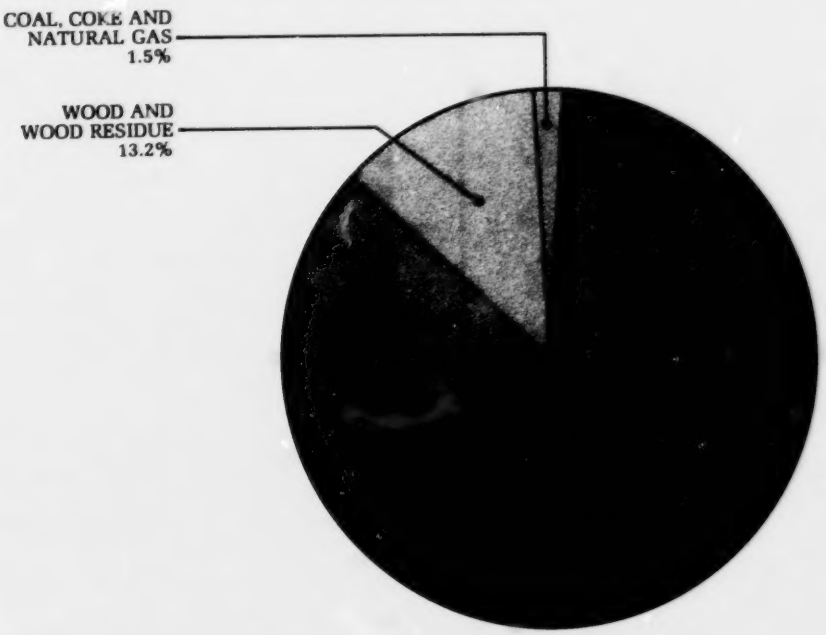
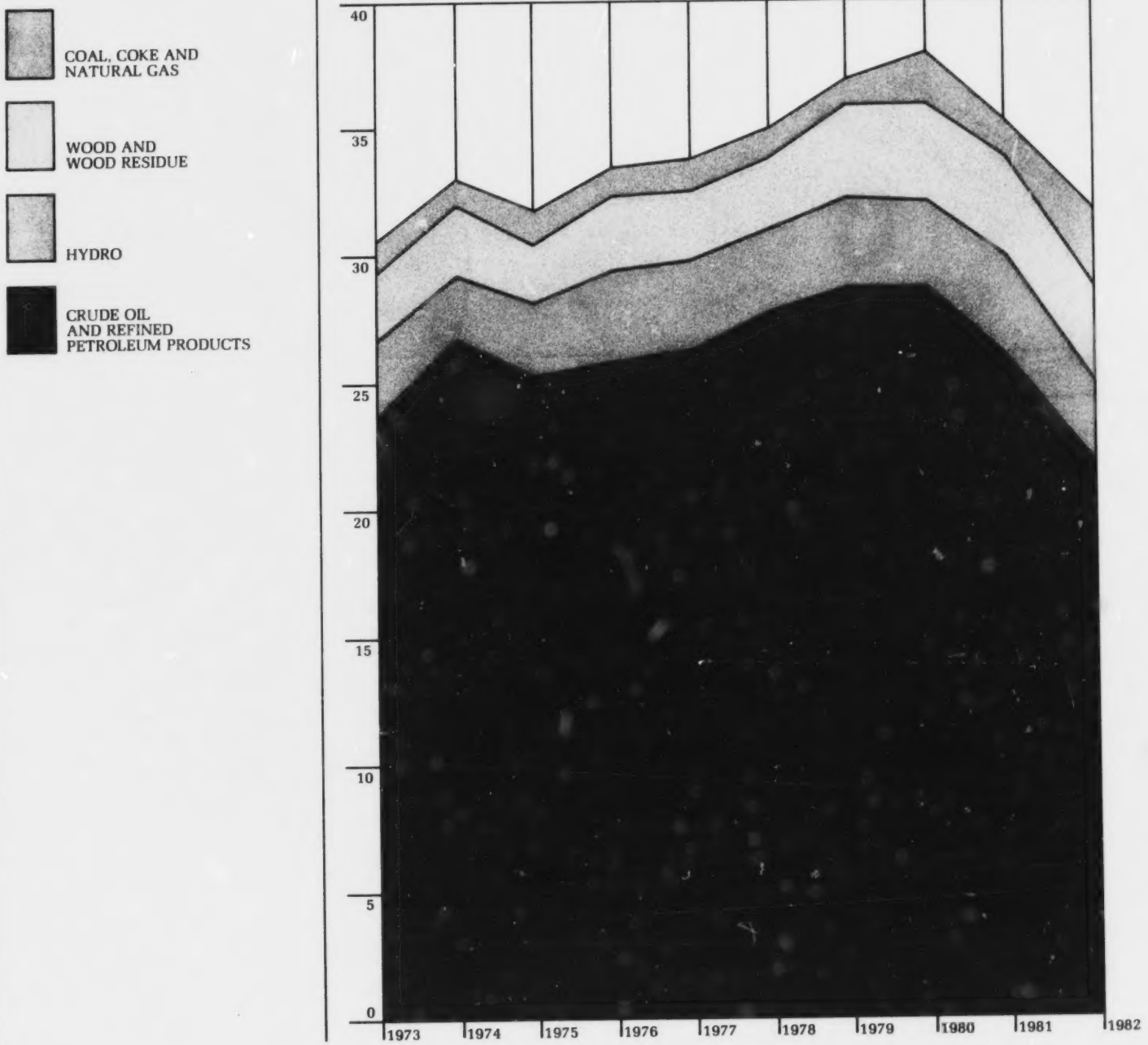


FIG. II-4. DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973-1982
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)



b. Summary of Major Trends in Energy Production

The production of energy in New Brunswick decreased by 13.6 per cent in 1982, falling to 8.1 million BOE from 9.4 million BOE in 1981 mainly as a result of reduced water flows for hydro generation and a contraction of economic activity in the pulp and paper industry.

When measured in terms of primary energy content, the largest contribution to provincial energy production was made by wood and wood residue with a 48.9 per cent share, followed by coal with 28.1 per cent, and hydroelectricity with 22.8 per cent (the contribution of oil and natural gas is nearly zero). If differences in conversion efficiencies are taken into account, however, the contribution of hydroelectricity increases to 35.0 per cent while that of coal falls to 17.8 per cent and that of wood plus wood residue falls to 47.0 per cent.

c. Provincial Energy Self-Sufficiency

In 1982 New Brunswick was self-sufficient (i.e. it satisfied current demand entirely with provincial production) in natural gas and wood and produced a surplus of wood residue.

Provincial energy production in 1982 offered New Brunswick the potential to satisfy approximately one-quarter of provincial energy requirements.

FIG. II-5. DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973-1982
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

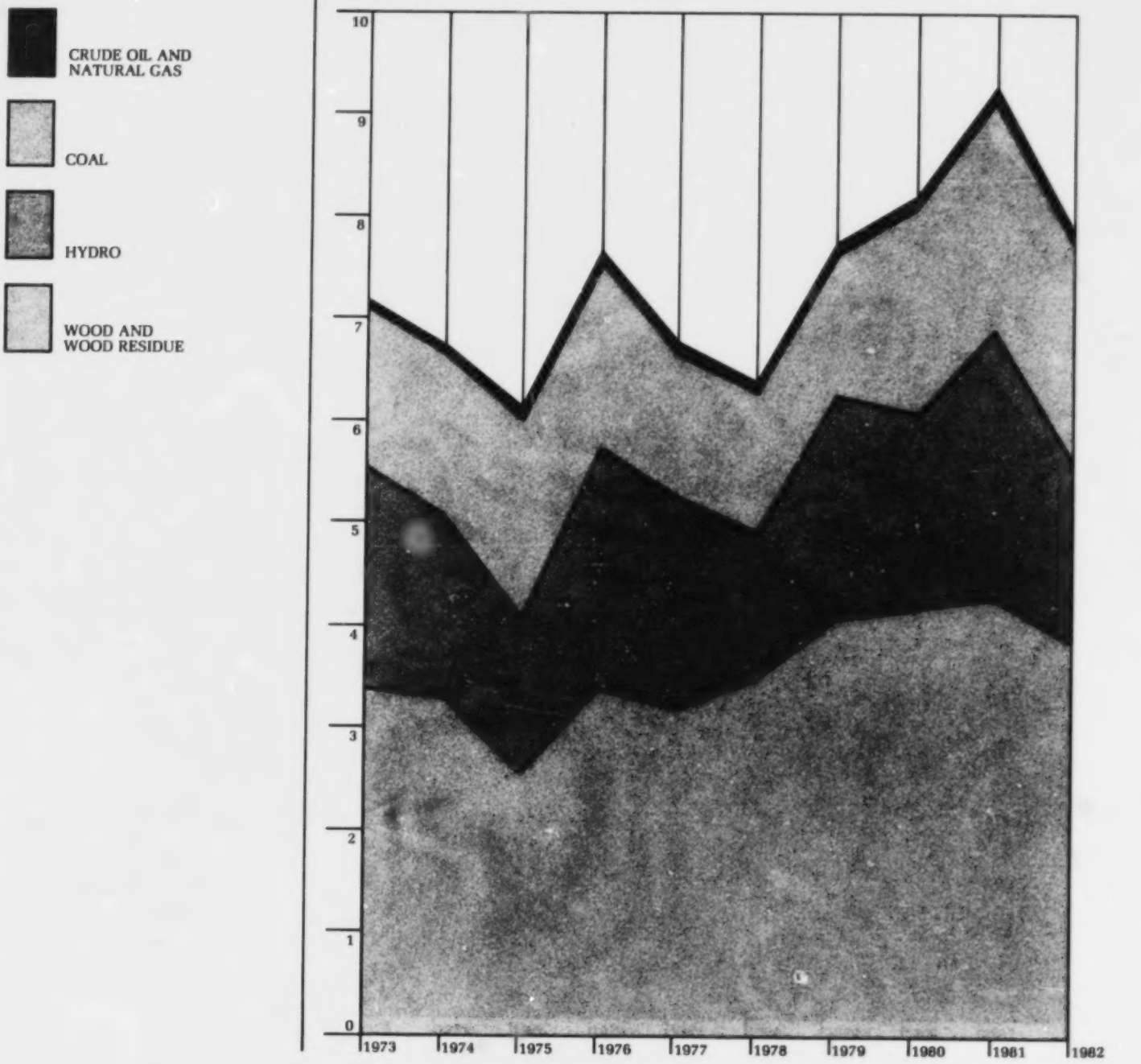
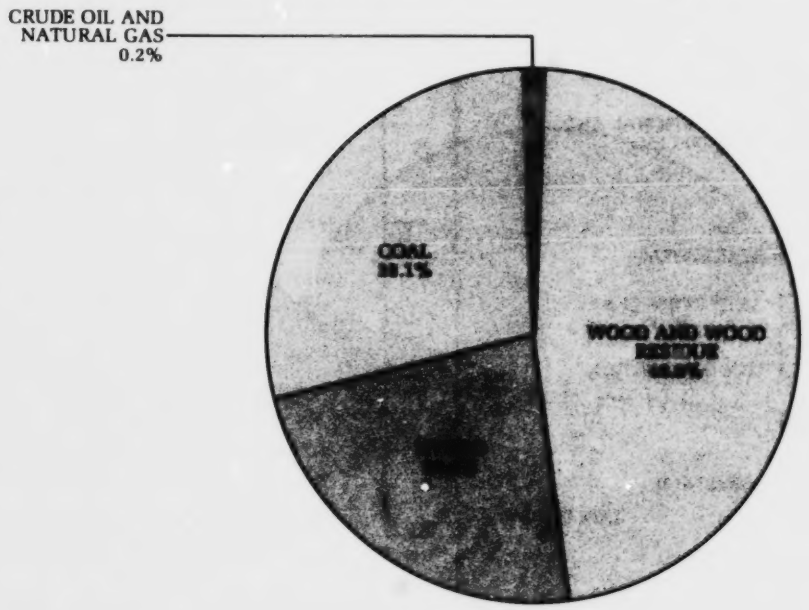
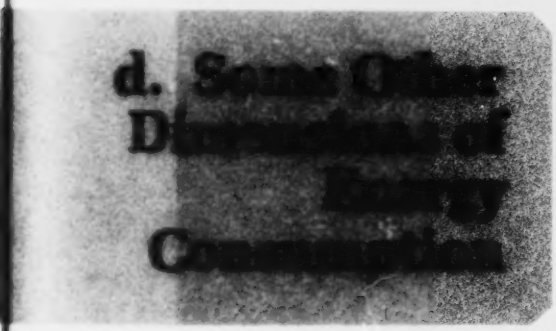


FIG. II-6. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1982





Energy Consumption by Sector. The distribution of total energy use by major economic sector changed moderately in 1982. On a gross energy basis, the share of the industrial sector dropped to 43.4 per cent from 45.7 per cent in 1980. All other sectors saw their share edge upwards, with transportation recording the largest gain from 25.4 per cent to 28.1 per cent.

Consumption of Refined Petroleum Products. The consumption of refined petroleum products continued its downward trend for the third consecutive year. Large reductions in consumption were recorded by all major products, with heavy fuel oil leading the way (–11.7%), followed by heating oil (–8.0%) and motor gasoline (–7.8%). The total use of refined petroleum products in 1982 fell by 13.5 per cent.

Through a combination of oil-displacing activities, New Brunswick has succeeded in 1982 in reducing oil consumption to about 74 per cent of the peak level reached in 1979.

FIG. II-7. DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1973-1981
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)

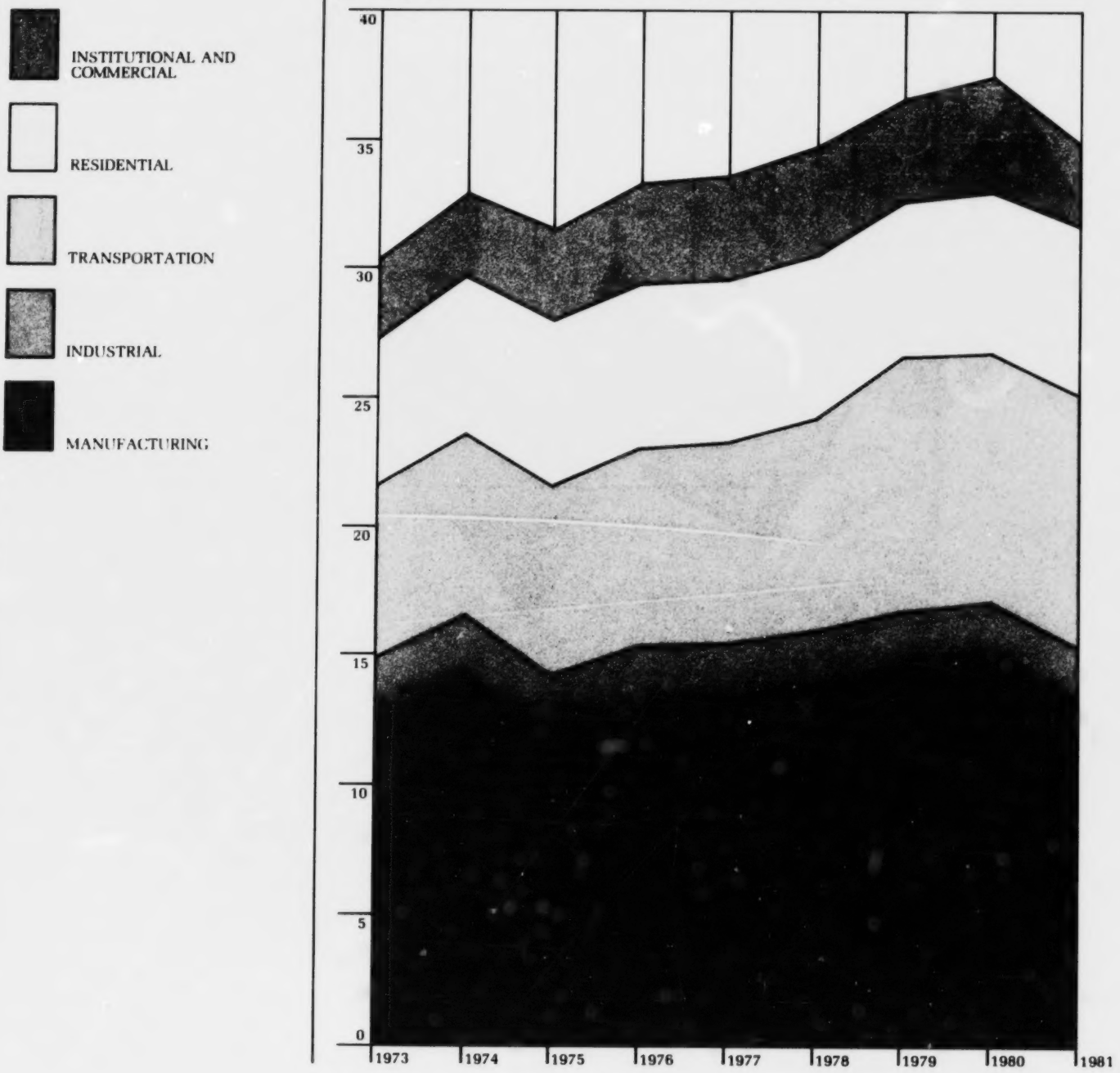
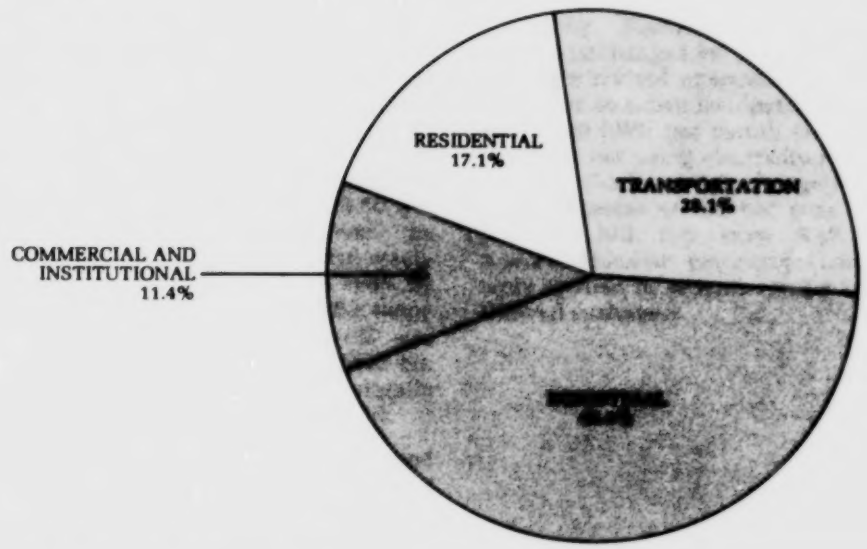


FIG. II-8. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1981

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

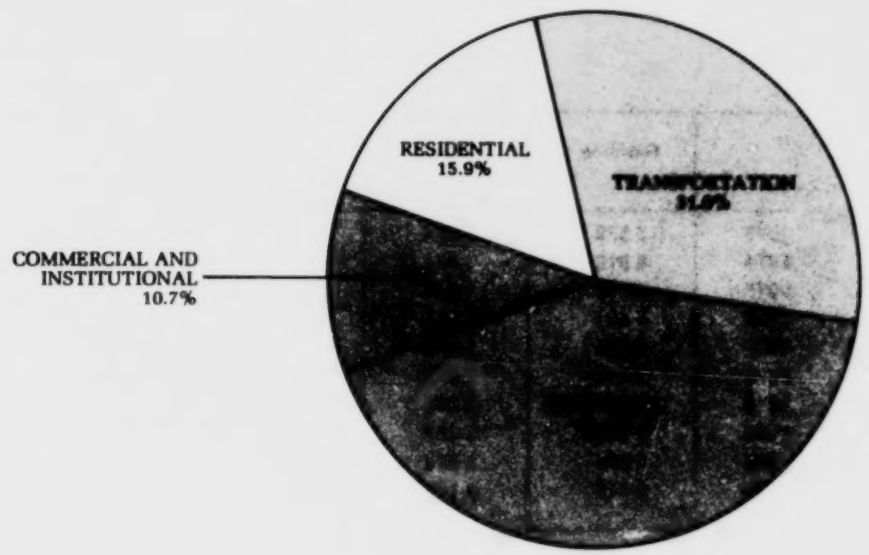


FIG. II-9. PERCENTAGE DISTRIBUTION* OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS CONSUMPTION BY PRODUCT, 1982

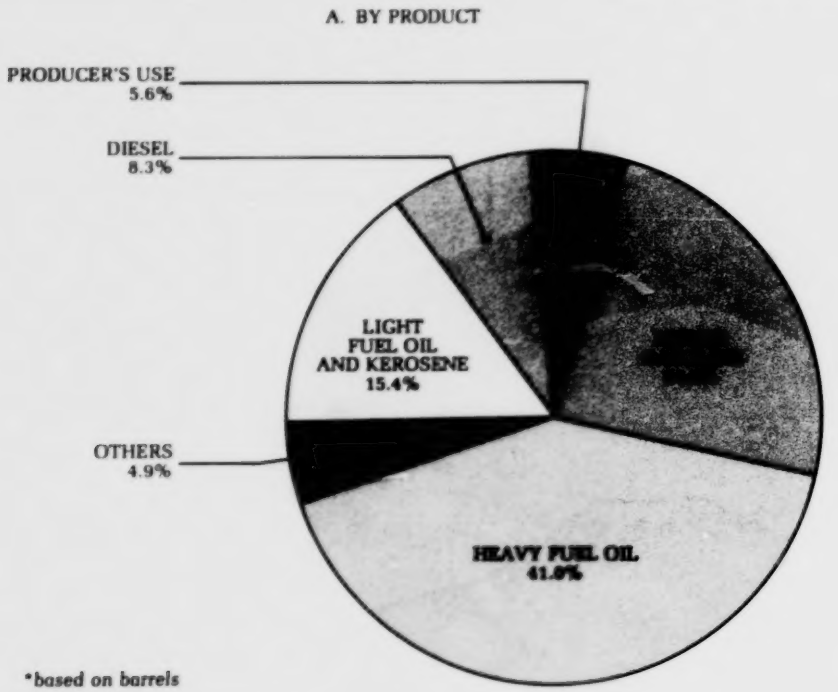


TABLE II–2. CONSUMPTION OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS BY MAJOR PRODUCT, 1973-82*

Thousands of Barrels

	Gasoline	Diesel	Aviation Fuel	Stove Oil and Furnace Fuel	Heavy Fuel Oil	Other Products**	Total
1973	5 572	1 583	223	6 141	10 481	3 096	27 096
1974	6 012	1 871	249	6 212	10 872	3 471	28 687
1975	6 443	1 918	350	6 126	8 853	3 259	26 949
1976	6 424	1 917	407	6 443	10 431	3 366	28 988
1977	6 605	1 949	362	5 871	13 230	3 721	31 738
1978	6 949	2 072	347	5 473	13 625	4 136	32 602
1979	7 254	2 281	340	5 185	15 126	4 960	35 146
1980	7 306	2 267	341	4 881	15 303	4 901	34 999
1981	6 993	2 272	347	4 369	12 076	4 003	30 060
1982	6 446	2 163	317	4 018	10 663	2 398	26 005

*Includes oil products used in the generation of electricity for export.

**Includes oil products used by the refining industry.

e. Prices

Crude Oil. After increasing rapidly for the second time in less than a decade, international oil prices retreated considerably in 1982-83. The price of the OPEC marker which had reached a peak of U. S. $ 36 per barrel in January 1982 dropped to U. S. $ 34 per barrel in October 1982 and to U. S. $ 29 per barrel in March 1983. The cost of imported crude in Canada also decreased, falling by nearly 20 per cent from $ 42.86 per barrel in January 1981 to $ 34.58 per barrel in March 1983. Domestic oil prices, however, continued to climb, in accordance with the Agreement between the federal government and the government of Alberta. In the period from January 1981 through March 1983 the price of conventional oil (at Montreal) increased from $ 18.99 per barrel to $ 29.60 per barrel; during the same period, the blended price rose by 46 per cent reaching $ 36.28 per barrel in March 1983. By the end of the first quarter of 1983, therefore, Canadian conventional oil was priced at 85.7 per cent of imported oil, and the blended price was slightly higher than the price of imported oil.

Gasoline. The price of gasoline followed the upward trend in the blended price (cost to refineries) and recorded an increase of 39 ¢ per gallon from December 1981 to March 1983. In the first quarter of 1983 it cost $ 2.15 to purchase one gallon of regular gasoline in Saint John.

Heating Oil. The price of heating oil increased by 24.2 per cent between December 1981 and March 1983 rising from $ 1.24 per gallon to $ 1.54 per gallon.

Coal. The price of provincially produced coal increased from $ 41.40 per short ton in 1981 to about $ 51 in 1982.

Natural Gas. Natural gas rates remained constant at the levels established in April 1981.

Electricity. Electric power rates remained unchanged for almost two years and were revised upwards on April 14, 1983. For an urban residential customer using 700 kWh per month (an average customer not using electricity for space heating), the latest rate change resulted in an increase of 8.8 per cent in the monthly bill (up from $ 42.20 to $ 45.91). Similar percentage increases were applied to general service and industrial customers.

TABLE II–3. AVERAGE RETAIL PRICE OF REGULAR GASOLINE AND HEATING OIL, 1979–83 (SAINT JOHN)

Years and Months	Gasoline		Heating Oil	
	$ per gallon	¢ per litre	$ per gallon	¢ per litre
1979 January	1.00	22.0	.62	13.6
March	1.01	22.2	.63	13.9
June	1.02	22.4	.63	13.9
September	1.08	23.8	.68	15.0
December	1.11	24.4	.70	15.4
1980 January	1.11	24.4	.70	15.4
March	1.15	25.3	.74	16.3
June	1.16	25.5	.74	16.3
September	1.20	26.4	.78	17.2
December	1.30	28.6	.87	19.1
1981 January	1.39	30.6	.96	21.1
March	1.50	33.0	1.04	22.9
June	1.63	35.8	1.15	25.3
September	1.74	38.3	1.22	26.8
December	1.76	38.7	1.24	27.3
1982 January	1.76	38.8	1.24	27.3
March	1.89	41.6	1.35	29.8
June	1.91	42.1	1.35	29.8
September	2.03	44.7	1.46	32.1
December	2.06	45.3	1.46	32.2
1983 January	2.00	43.9	1.40	30.7
March	2.15	47.2	1.53	33.6
June	2.23	49.0	1.53	33.6

TABLE II–4. NATURAL GAS RATES 1979 – 83

	1979*	April 1, 1980	April 1, 1981**
¢ per therm[a], based on monthly consumption			
First 10 therms	60***	66****	66****
Next 40 therms	50	55	55
Next 50 therms	40	45	
Next 300 therms	35		52
		37.5	
Next 500 therms	28		

* Effective date June 1, 1978.

** Applies to commercial customers only. Residential customers pay the 1980 rates.

*** Minimum charge $ 3.00 per month.

**** Minimum charge $ 4.00 per month.

[a] One therm equals 100,000 BTUs. The therm is the unit which the Public Utilities Board has traditionally used in setting natural gas prices.

TABLE II–5. ELECTRIC POWER RATES FOR RESIDENTIAL CUSTOMERS 1979–83

	URBAN				RURAL			
	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983
Service Charge								
$ per month	6.00	6.90	7.90	8.60	7.00	7.90	8.90	9.70
Energy Rate								
¢ per kWh								
First 700 kWh	4.20	4.52	4.90	5.33	4.20	4.52	4.90	5.33
Balance kWh	3.20	3.36	3.53	3.84	3.20	3.36	3.53	3.84

TABLE II–6. ELECTRIC POWER RATES FOR GENERAL SERVICE CUSTOMERS 1979–83

	GENERAL SERVICE				GENERAL SERVICE ALL-ELECTRIC			
	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983	April 12 1979	May 23 1980	May 25 1981	April 14 1983
Service Charge								
$ per month	5.60	6.90	7.90	8.60	5.60	6.90	7.90	8.60
Monthly Demand Charge								
$ per kW								
First 20 kW	—	—	—	—				
Balance kW	5.35	5.72	6.25	6.77				
Energy Rate								
¢ per kWh								
First 1,500 kWh					6.15*			
Next 4,500 kWh					5.17			
Balance kWh					3.75			
First 5,000 kWh	5.75	6.16	6.87	7.47		6.16	6.87	7.47
Next 5,000 kWh	3.75	4.02	4.34	4.71		4.42	4.95	5.39
Balance kWh	3.75	4.02	4.34	4.71		4.14	4.64	5.08

* Minimum monthly charge of $ 28.60.

TABLE II–7. ELECTRIC POWER RATES FOR SMALL INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979–83

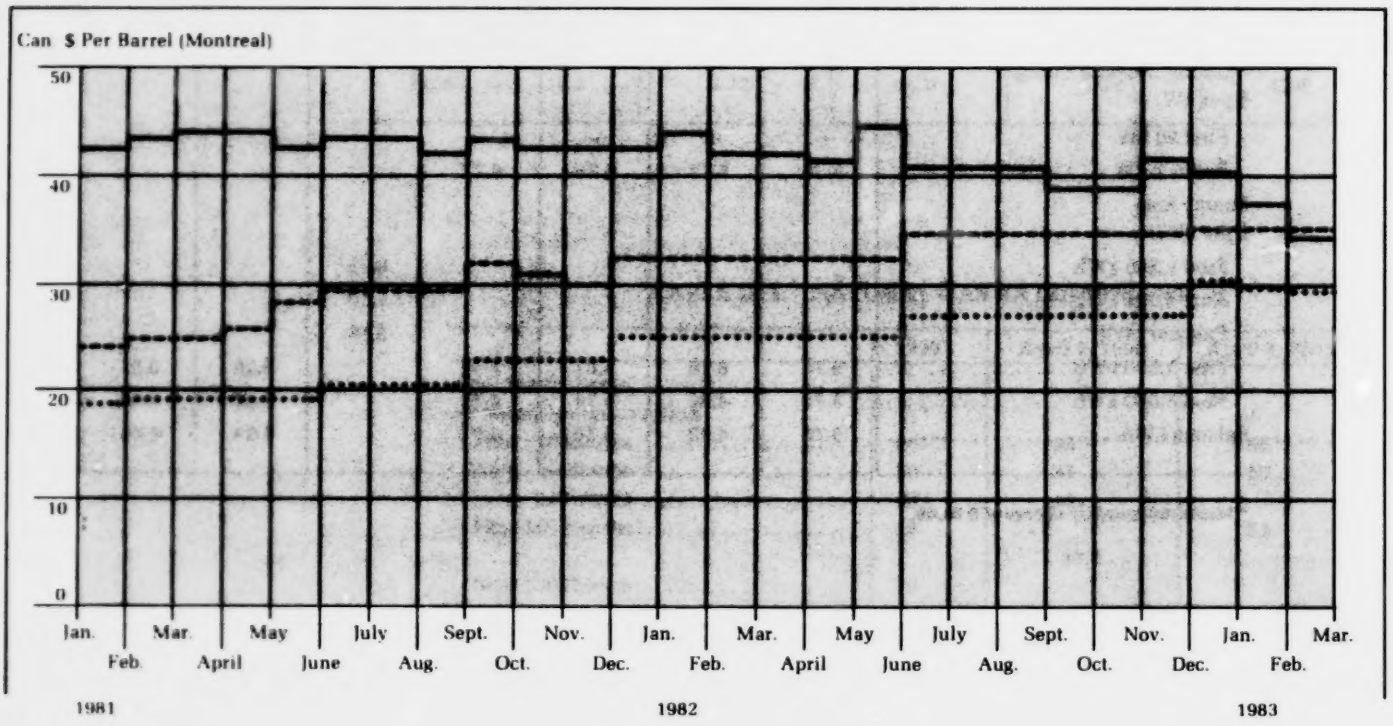
	April 12, 1979	May 1, 1980	May 1, 1981	April 14, 1983
Monthly Demand Charge				
$ per kW	2.60*	2.93*	3.24	3.53
Energy Rate				
¢ per kWh				
First 100 kWh per kW	5.28	5.64	6.24	6.79
Balance kWh	2.48	2.65	2.93	3.19

* Per kW of billing demand.

TABLE II–8. ELECTRIC POWER RATES FOR LARGE INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979–83

	April 12, 1979	May 1, 1980	May 1, 1981	April 14, 1983
Monthly Demand Charge $ per kW				
First 2500 kW	6.01	6.19	6.85	7.45
Next 5000 kW	5.46	6.03	6.67	7.26
Balance kW	4.80	5.64	6.24	6.79
Energy Rate ¢ per kWh				
First 900,000 kWh	2.24	2.29	2.53	2.75
Next 1,800,000 kWh	2.01	2.18	2.41	2.62
Balance kWh	1.85	1.95	2.16	2.35

FIG. II-10. PRICES OF DOMESTIC AND IMPORTED OIL
January 1981 through March 1983



····· **Domestic Crude**
(Wellhead Price)
Increase, January 1981
through March 1983, $10.66 or 56.1%

– – – – – **Blended Price**
Increase, January 1981
through March 1983
$11.13 or 46.3%

——— **Imported Crude**
(Average Landed Cost at Montreal)
Decrease, January 1981
through March 1983, -$8.28 or -19.3%

B. Energy Balances 1981 and 1982

TABLE II–9 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1981 Gross Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	2	571 376	71 936	377	1 864	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Imports	43 500	40 092	—	—	—	—	—	3 407	51	—	—	51
Exports	—	—	—	—	—	1 187	—	16 114	2 068	—	—	3 255
Net Inter-Regional Transfers	—	52 481	—	—	—	3 721	—	–2 833	–677	—	—	3 044
Changes in inventory, losses and other adjustments	–2 100	2 307	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total Available	45 602	661 642	67 521	377	1 665	5 824	—	30 060	2 516	—	—	8 340
Transformed to												
Refined Petroleum Products	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	564 000	—	—	—	—	—	6 285	—	—	—	—
Supply	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	23 775	2 516	—	—	8 340
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	900	—	—	—	—
Total Energy Use	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	22 875	2 516	—	—	8 340
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	193	—	2 739	272	—	—	465
Final Demand	2	96 642	67 521	377	1 665	5 631	—	20 136	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12	14 284	73	6 628	19 120	16 430	56 547	279 055	55 870	334 925	—	72 300
Imports	266 204	1 002	—	—	—	—	267 206	21 027	522	21 549	288 755	522
Exports	—	—	—	—	—	5 033	5 033	99 453	21 149	120 602	125 635	26 182
Net Inter-Regional Transfers	—	1 312	—	—	—	15 777	17 089	–15 104	–6 924	–22 028	–4 939	8 853
Changes in inventory, losses and other adjustments	–12 851	58	5	—	2 348	2 480	–7 960	—	2 587	2 587	–5 373	5 068
Total Available	279 067	16 541	69	6 628	16 772	24 694	343 770	185 525	25 731	211 256	—	50 425
Transformed to												
Refined Petroleum Products	279 055	—	—	—	—	—	279 055	—	—	—	—	—
Electricity	—	14 100	—	—	—	—	14 100	41 648	—	41 648	55 748	—
Supply	12	2 441	69	6 628	16 772	24 694	50 615	143 877	25 731	169 608	220 223	50 425
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149	6 149	—
Total Energy Use	12	2 441	69	6 628	16 772	24 694	50 615	137 728	25 731	163 459	214 074	50 425
Producer's Use	—	25	—	—	—	818	843	16 492	2 782	19 274	20 117	3 600
Final Demand	12	2 416	69	6 628	16 772	23 875	49 772	121 236	22 949	144 185	193 957	46 825

TABLE II–10 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1981 Net Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	2	571 376	71 936	377	1 864	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Imports	43 500	40 092	—	—	—	—	—	3 407	51	—	—	51
Exports	—	—	—	—	—	1 187	—	16 114	2 068	—	—	3 255
Net Inter-Regional Transfers	—	52 481	—	—	—	3 721	—	–2 833	–677	—	—	3 044
Changes in inventory, losses and other adjustments	–2 100	2 307	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total Available	45 602	661 642	67 521	377	1 665	5 824	—	30 060	2 516	—	—	8 340
Transformed to												
Refined Petroleum Products	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	564 000	—	—	—	—	—	6 285	—	—	—	—
Supply	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	23 775	2 516	—	—	8 340
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	900	—	—	—	—
Total Energy Use	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	22 875	2 516	—	—	8 340
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	193	—	2 739	272	—	—	465
Final Demand	2	96 642	67 521	377	1 665	5 631	—	20 136	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12	14 284	73	6 628	19 120	13 950	54 067	279 055	19 667	298 722	—	33 617
Imports	266 204	1 002	—	—	—	—	267 206	21 027	184	21 211	288 417	184
Exports	—	—	—	—	—	4 273	4 273	99 453	7 445	106 898	111 171	11 718
Net Inter-Regional Transfers	—	1 312	—	—	—	13 396	14 708	–15 104	–2 437	–17 541	–2 834	10 958
Changes in inventory, losses and other adjustments	–12 851	58	5	—	2 348	2 106	–8 335	—	911	911	–7 424	3 017
Total Available	279 067	16 541	69	6 628	16 772	20 966	340 043	185 525	9 058	194 583	—	30 024
Transformed to												
Refined Petroleum Products	279 055	—	—	—	—	—	279 055	—	—	—	—	—
Electricity	—	14 100	—	—	—	—	14 100	41 648	—	41 648	55 748	—
Supply	12	2 441	69	6 628	16 772	20 966	46 888	143 877	9 058	152 935	199 822	30 024
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149	6 149	—
Total Energy Use	12	2 441	69	6 628	16 772	20 966	46 888	137 728	9 058	146 786	193 673	30 024
Producer's Use	—	25	—	—	—	695	720	16 492	979	17 471	18 191	1 674
Final Demand	12	2 416	69	6 628	16 772	20 272	46 168	121 236	8 078	129 314	175 482	28 350

TABLE II–11 Energy Use by Sector 1981

Gross Energ

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	ELECTRICITY (GWH)	TOTAL
Mining*	—	1 000	—	—	—	365	395	—
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	426	206	—
Wood Industries	—	—	—	—	111	130	152	—
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	1 554	2 744	2 541	—
Non-Metallic Minerals	2	40 092	—	—	—	237	134	—
Other Manufacturing	—	36 647	—	—	—	2 987	570	—
Total Manufacturing	2	76 739	—	—	1 665	6 524	3 603	—
Other Industrial	—	—	—	—	—	654	465	—
Total Industrial	2	77 739	—	—	1 665	7 543	4 463	—
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	7 565	—	—
Rail	—	—	—	—	—	354	—	—
Air	—	—	—	—	—	347	—	—
Marine	—	—	—	—	—	2 083	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	—	10 349	—	—
Commercial and Institutional	—	18 903	55 352	1	—	2 365	1 534	—
Residential	—	1 000	12 169	376	—	2 618	2 343	—
Total Energy Use	2	97 642	67 521	377	1 665	22 875	8 340	—

B. TERAJOULES

Mining*	—	25	—	—	—	2 308	2 388	4 722
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	2 691	1 246	3 937
Wood Industries	—	—	—	—	1 310	796	919	3 025
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	15 462	18 184	15 363	49 009
Non-Metallic Minerals	12	1 002	—	—	—	1 466	810	3 290
Other Manufacturing	—	916	—	—	—	18 029	3 446	22 392
Total Manufacturing	12	1 918	—	—	16 772	41 166	21 784	81 653
Other Industrial	—	—	—	—	—	3 889	2 811	6 700
Total Industrial	12	1 943	—	—	16 772	47 363	26 984	93 075
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	42 247	—	42 247
Rail	—	—	—	—	—	2 176	—	2 176
Air	—	—	—	—	—	1 972	—	1 972
Marine	—	—	—	—	—	13 693	—	13 693
Total Transportation	—	—	—	—	—	60 088	—	60 088
Commercial and Institutional	—	473	56	18	—	14 491	9 275	24 313
Residential	—	25	12	6 610	—	15 785	14 166	36 599
Total Energy Use	12	2 441	69	6 628	16 772	137 728	50 425	214 074

*Includes producer's use.

TABLE II–12 Energy Use by Sector 1981 — Net Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	ELECTRICITY (GWH)	TOTAL
Mining*	—	1 000	—	—	—	365	395	—
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	426	206	—
Wood Industries	—	—	—	—	111	130	152	—
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	1 554	2 744	2 541	—
Non-Metallic Minerals	2	40 092	—	—	—	237	134	—
Other Manufacturing	—	36 647	—	—	—	2 987	570	—
Total Manufacturing	2	76 739	—	—	1 665	6 524	3 603	—
Other Industrial	—	—	—	—	—	654	465	—
Total Industrial	2	77 739	—	—	1 665	7 543	4 463	—
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	7 565	—	—
Rail	—	—	—	—	—	354	—	—
Air	—	—	—	—	—	347	—	—
Marine	—	—	—	—	—	2 083	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	—	10 349	—	—
Commercial and Institutional	—	18 903	55 352	1	—	2 365	1 534	—
Residential	—	1 000	12 169	376	—	2 618	2 343	—
Total Energy Use	2	97 642	67 521	377	1 665	22 875	8 340	—

B. TERAJOULES

Mining*	—	25	—	—	—	2 308	1 422	3 755
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	2 691	741	3 433
Wood Industries	—	—	—	—	1 310	796	547	2 653
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	15 462	18 184	9 148	42 793
Non-Metallic Minerals	12	1 002	—	—	—	1 466	482	2 963
Other Manufacturing	—	916	—	—	—	18 029	2 052	20 998
Total Manufacturing	12	1 918	—	—	16 772	41 166	12 971	72 839
Other Industrial	—	—	—	—	—	3 889	1 674	5 563
Total Industrial	12	1 943	—	—	16 772	47 363	16 067	82 157
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	42 247	—	42 247
Rail	—	—	—	—	—	2 176	—	2 176
Air	—	—	—	—	—	1 972	—	1 972
Marine	—	—	—	—	—	13 693	—	13 693
Total Transportation	—	—	—	—	—	60 088	—	60 088
Commercial and Institutional	—	473	56	18	—	14 491	5 522	20 560
Residential	—	25	12	6 610	—	15 785	8 435	30 867
Total Energy Use	12	2 441	69	6 628	16 772	137 728	30 024	193 673

*Includes producer's use.

TABLE II–13 Consumption of Refined Petroleum Products 1981

000's Barrels

	MOTOR GASOLINE	DIESEL FUEL	AVIATION FUEL	L.F.O. AND KEROSENE	H.F.O.	PROPANE AND BUTANE	NON-ENERGY PRODUCTS	TOTAL EXCLUDING PRODUCER'S USE	TOTAL INCLUDING PRODUCER'S USE
Mining	4	111	—	17	215	20	—	365	365
Manufacturing									
Food and Beverages	74	7	—	48	287	10	—	426	426
Wood Industries	24	34	—	27	41	4	—	130	130
Pulp & Paper Mill	5	—	—	—	2 736	3	—	2 744	2 744
Non-Metallic Minerals	10	25	—	31	142	29	—	237	237
Other Manufacturing	19	5	—	68	135	21	—	239	2 987
Total Manufacturing	132	71	—	174	3 341	67	—	3 785	6 524
Other Industrial	201	418	—	30	3	2	—	654	654
Total Industrial	337	600	—	219	3 559	89	—	4 804	7 543
Transportation									
Road	6 656	909	—	—	—	—	—	7 565	7 565
Rail	—	354	—	—	—	—	—	354	354
Air	—	—	347	—	—	—	—	347	347
Marine	—	248	—	—	1 835	—	—	2 083	2 083
Total	6 656	1 511	347	—	1 835	—	—	10 349	10 349
Commercial and Institutional	—	160	—	1 658	424	123	—	2 365	2 365
Residential	—	—	—	2 446	20	152	—	2 618	2 618
Final Demand	6 993	2 271	347	4 323	5 838	364	—	20 136	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	22 875
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	900	—	900
Transformed to Electricity	—	1	—	46	6 238	—	—	—	6 285
Total Consumption of R.P.P.	6 993	2 272	347	4 369	12 076	364	900	—	30 060

TERAJOULES

Mining	22	682	—	92	1 426	86	—	2 308	2 308
Manufacturing									
Food and Beverages	408	43	—	294	1 903	43	—	2 691	2 691
Wood Industries	132	209	—	166	272	17	—	796	796
Pulp & Paper Mill	28	—	—	—	18 143	13	—	18 184	18 184
Non-Metallic Minerals	55	154	—	190	942	125	—	1 466	1 466
Other	105	31	—	417	895	91	—	1 538	18 029
Total	727	436	—	1 067	22 153	289	—	24 675	41 166
Other Industrial	1 107	2 569	—	184	20	9	—	3 889	3 889
Total Industrial	1 856	3 688	—	1 343	23 601	384	—	30 872	47 363
Transportation									
Road	36 660	5 587	—	—	—	—	—	42 247	42 247
Rail	—	2 176	—	—	—	—	—	2 176	2 176
Air	—	—	1 972	—	—	—	—	1 972	1 972
Marine	—	1 524	—	—	12 168	—	—	13 693	13 693
Total	36 660	9 288	1 972	—	12 168	—	—	60 088	60 088
Commercial and Institutional	—	983	—	10 165	2 812	531	—	14 491	14 491
Residential	—	—	—	14 996	133	657	—	15 785	15 785
Final Demand	38 516	13 959	1 972	26 503	38 714	1 572	—	121 236	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	137 728
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149
Transformed to Electricity	—	6	—	282	41 366	—	—	—	41 648
Total Consumption of R.P.P.	38 516	13 965	1 972	26 785	80 080	1 572	6 149	—	185 525

TABLE II–14 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1982 Gross Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	1	549 480	68 166	400	1 644	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Imports	17 670	45 428	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exports	—	—	—	—	—	977	—	3 753	2 019	—	—	2 996
Net Inter-Regional Transfers	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	–566	—	—	3 048
Changes in inventory, losses and other adjustments	–1 592	–55 435	3 530	—	124	446	—	—	296	—	—	742
Total Available	24 467	701 064	64 636	400	1 520	4 818	—	26 005	3 203	—	—	8 021
Transformed to												
Refined Petroleum Products	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	603 669	—	—	—	—	—	6 345	—	—	—	—
Supply	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	19 660	3 203	—	—	8 021
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	930	—	—	—	—
Total Energy Use	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	18 730	3 203	—	—	8 021
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Final Demand	—	96 395	64 636	400	1 520	4 642	—	17 262	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	71	7 032	16 855	11 138	48 840	150 992	60 437	211 429	260 269	71 575
Imports	109 046	1 136	—	—	—	—	110 182	32 652	189	32 841	143 023	189
Exports	—	—	—	—	—	4 142	4 142	23 161	20 119	43 280	47 422	24 262
Net Inter-Regional Transfers	32 115	1 268	—	—	—	15 323	48 707	—	–5 640	–5 640	43 066	9 683
Changes in inventory, losses and other adjustments	–9 825	–1 386	4	—	1 463	1 891	–7 853	—	2 950	2 950	–4 903	4 841
Total Available	150 992	17 527	68	7 032	15 392	20 428	211 439	160 484	31 918	192 401	403 840	52 346
Transformed to												
Refined Petroleum Products	150 992	—	—	—	—	—	150 992	—	—	—	150 992	—
Electricity	—	15 092	—	—	—	—	15 092	39 157	—	39 157	54 248	—
Supply	—	2 435	68	7 032	15 392	20 428	45 355	121 327	31 918	153 244	198 599	52 346
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	5 739	—	5 739	5 739	—
Total Energy Use	—	2 435	68	7 032	15 392	20 428	45 355	115 588	31 918	147 505	192 860	52 346
Producer's Use	—	25	—	—	—	746	771	9 059	4 056	13 115	13 886	4 802
Final Demand	—	2 410	68	7 032	15 392	19 682	44 584	106 528	27 862	134 390	178 974	47 544

TABLE II–15 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1982

Net Energ

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICIT (GWH)
Production	1	549 480	68 166	400	1 644	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Imports	17 670	45 428	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exports	—	—	—	—	—	977	—	3 753	2 019	—	—	2 996
Net Inter-Regional Transfers	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	–566	—	—	3 048
Changes in inventory, losses and other adjustments	–1 592	–55 435	3 530	—	124	446	—	—	296	—	—	742
Total Available	24 467	701 064	64 636	400	1 520	4 818	—	26 005	3 203	—	—	8 021
Transformed to												
Refined Petroleum Products	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	603 669	—	—	—	—	—	6 345	—	—	—	—
Supply	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	19 660	3 203	—	—	8 021
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	930	—	—	—	—
Total Energy Use	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	18 730	3 203	—	—	8 021
Producer's Use	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Final Demand	—	96 395	64 636	400	1 520	4 642	—	17 262	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	71	7 032	16 855	9 457	47 159	150 992	21 834	172 826	219 985	31 291
Imports	109 046	1 136	—	—	—	—	110 182	32 652	68	32 721	142 902	68
Exports	—	—	—	—	—	3 517	3 517	23 161	7 268	30 429	33 946	10 786
Net Inter-Regional Transfers	32 115	1 268	—	—	—	13 010	46 394	—	–2 038	–2 038	44 356	10 973
Changes in inventory, losses and other adjustments	–9 825	–1 386	4	—	1 463	1 606	–8 138	—	1 066	1 066	–7 073	2 671
Total Available	150 992	17 527	68	7 032	15 392	17 345	208 355	160 484	11 531	172 014	380 370	28 876
Transformed to												
Refined Petroleum Products	150 992	—	—	—	—	—	150 992	—	—	—	150 992	—
Electricity	—	15 092	—	—	—	—	15 092	39 157	—	39 157	54 248	—
Supply	—	2 435	68	7 032	15 392	17 345	42 271	121 327	11 531	132 858	175 129	28 876
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	5 739	—	5 739	5 739	—
Total Energy Use	—	2 435	68	7 032	15 392	17 345	42 271	115 588	11 531	127 118	169 390	28 876
Producer's Use	—	25	—	—	—	634	659	9 059	1 465	10 525	11 183	2 099
Final Demand	—	2 410	68	7 032	15 392	16 711	41 613	106 528	10 066	116 594	158 207	26 777

PART III
FORECAST OF NET ENERGY REQUIREMENTS, 1986 and 1991

Introduction

In phase I of its research program, the Energy Secretariat developed a set of energy supply-demand balances which serve as the primary data base for the analysis of energy developments in New Brunswick and the formulation of energy policy. The energy balances for calendar years 1973 through 1979 were published in a volume entitled, **New Brunswick Energy Statistics 1973-79**. Annual updates of those balances are published in the **New Brunswick Energy Review**, whose first issue appeared in 1982.

Phase II of the Energy Secretariat's research program involves the development of forecasts of energy requirements in New Brunswick five years and ten years in the future. The first preliminary results of this exercise are presented in this issue of the **New Brunswick Energy Review**. Future issues of the **Review** will contain updates of both current energy balances and five-ten year forecasts of energy requirements.

Forecasts of energy requirements will be developed in a three-stage process.

First, the energy consumption data in the base year (1981 for the current forecast) will be converted into effective energy use figures. This conversion, derived as the product of net energy use by energy type and the end-use efficiency of various fuels, eliminates the effects of changing end-use efficiencies over time and of shifts in the pattern of energy use among fuels with different end-use efficiencies.* The distribution of effective energy use for 1981 is shown in Table III-2.

Second, the effective energy requirements by sector are projected for selected years.

Finally, the shares of various fuels are projected and the resulting data used to forecast net energy consumption in New Brunswick.

Only the first two steps have been completed to date. This issue of the **Review**, therefore, contains the effective energy requirements in New Brunswick for calendar years 1986 and 1991.

* A discussion of those effects on time series of energy use is found in G. C. Ruggeri, "Trends in Household Energy Consumption in Canada", **Energy Policy**, Vol. 11, No. 3, September, 1983, pp. 250-58.

TABLE III–1. UTILIZATION EFFICIENCY FACTORS

%

	Residential	Commercial	Industrial	Transportation			
				Road	Rail	Air	Marine
Coal, Coke	50	65	87	—	8	—	8
LPG	75	78	85	—	—	—	—
Still Gas	—	—	85	—	—	—	—
Kerosene	55	82	82	—	55	—	55
Diesel Oil	23	23	26	23	23	—	15
Light Fuel Oil	65	82	82	—	82	—	10
Heavy Fuel Oil	80	80	87	—	80	—	10
Motor Gasoline	—	—	—	20	—	—	—
Aviation Gas	—	—	—	—	—	20	—
Aviation Turbofuel	—	—	—	—	—	30	—
Natural Gas	75	78	85	—	—	—	—
Electricity	100	100	100	—	—	—	—
Petroleum Coke	—	—	87	—	—	—	—
Crude Oil	—	—	87	—	—	—	—
Coke Oven Gas	—	—	85	—	—	—	—
Wood and Wood Residue	50	50	50	—	—	—	—

Source: Energy, Mines and Resources Canada, **Energy Demand Projections, A Total Energy Approach** (Ottawa, 1977), p. 28; Author's estimates.

FIG. III-1. RELATIONSHIP BETWEEN PRIMARY ENERGY USE AND EFFECTIVE ENERGY USE, 1981

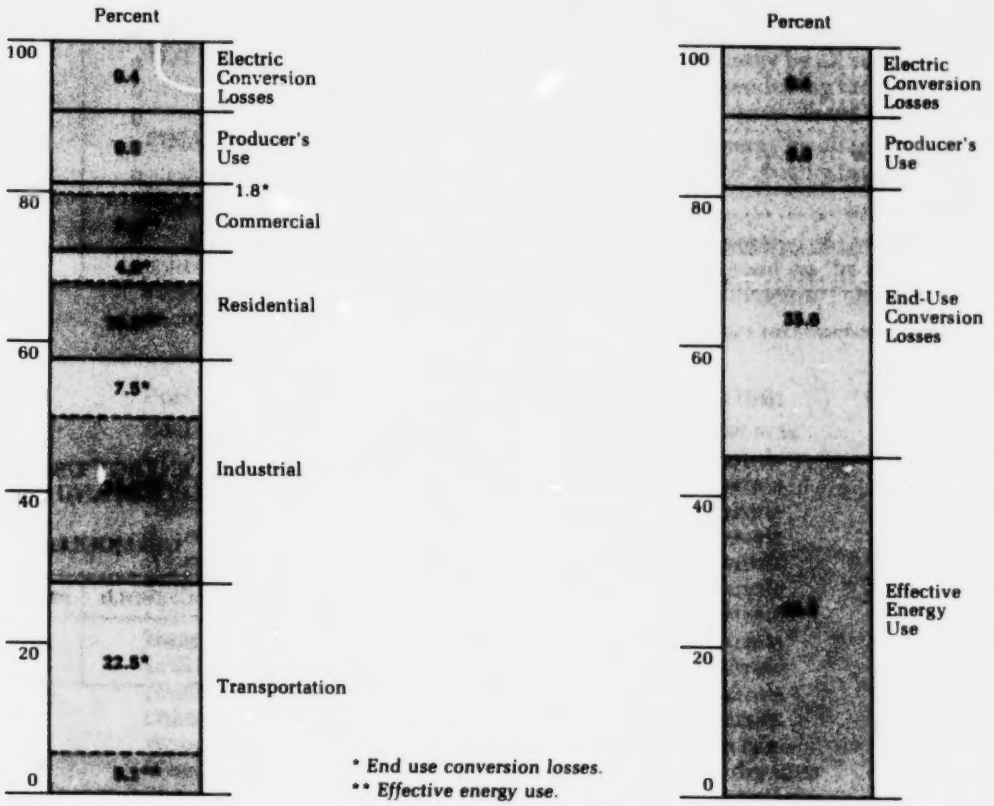


TABLE III–2. EFFECTIVE ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1981

TERAJOULES

SECTOR	COAL-COKE	NATURAL GAS	WOOD	WOOD RESIDUE	R.P.P.	ELECTRICITY	TOTAL
Industrial *	1690	0	0	8386	37 703	18 712	66 491
Transportation							
Road	0	0	0	0	8 617	0	8 617
Rail	0	0	0	0	500	0	500
Air	0	0	0	0	592	0	592
Marine	0	0	0	0	1 446	0	1 446
TOTAL	0	0	0	0	11 155	0	11 155
Commercial	307	44	9	0	11 224	5 522	17 106
Residential	13	9	3 305	0	10 346	8 435	22 108
TOTAL	2 010	53	3 314	8 386	70 428	32 669	116 860

*Includes producer's use and electrical transmission losses

TABLE III–3. EFFECTIVE ENERGY USE PER CAPITA, PER HOUSEHOLD, AND PER UNIT OF OUTPUT, 1981

GIGAJOULES

SECTOR	PER CAPITA	PER HOUSEHOLD	PER $1000 REAL PDI	PER $1000 REAL GDP
Residential	32	103	11	—
All sectors	165	—	—	50

TABLE III–4. FORECAST OF EFFECTIVE ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1986 and 1991

TERAJOULES

SECTOR	1981	1986	1991
Industrial	66 491	68 496	68 626
Transportation	11 155	9 204	9 343
Commercial	17 106	17 464	17 864
Residential	22 108	22 643	22 261
TOTAL	116 860	117 447	118 094

APPENDIX
Notes on Methodology and Sources of Data

SPECIAL TERMS

NET ENERGY ..... End-use energy in metric units with all electricity valued at 3.6 TJ per gWh.

GROSS ENERGY ..... Primary input energy in metric units with hydro-electricity valued at 4.24 TJ per gWh and thermal electricity valued at its actual heat rate for each year, approximately 10 TJ per gWh.

TOTAL ENERGY USE ..... Consumption of energy by all sectors including use by the energy producing industries such as electric utilities, petroleum refineries, etc.

FINAL DEMAND ..... Consumption of energy by all sectors, excluding use by the energy producing industries.

Energy Conversion Factors

The energy conversion factors used in the transformation of energy balances from natural units into a common metric energy unit are based on the conversion factors employed by Statistics Canada in its quarterly publication "Quarterly report on energy supply/demand in Canada," Cat. No. 57–003.

Fuel Type	Natural Unit	Equivalent Energy Unit in terajoules (TJ)
Coal and Coke*	1 000 short tons	25.00
Crude Oil**	1 000 barrels	6.12
Motor Gasoline	1 000 barrels	5.51
Diesel	1 000 barrels	6.15
Aviation Gasoline	1 000 barrels	5.33
Aviation Turbo Fuel	1 000 barrels	5.71
Kerosene	1 000 barrels	5.99
Light Fuel Oil (Furnace Fuel)	1 000 barrels	6.15
Heavy Fuel Oil (Bunker C)	1 000 barrels	6.63
LPG (Propane and Butane)	1 000 barrels	4.32
Asphalt	1 000 barrels	7.06
Other Refined Petroleum Products (R.P.P.)	1 000 barrels	5.72
Wood	1 000 cords	17.58
Wood Residue	1 000 bone dry tons	11.80
Liquor Solids	1 000 bone dry tons	9.68
Natural Gas	one million cubic feet	1.02
Electricity:		
End-Use	One gWh	3.60
Primary Energy		
Hydro	One gWh	4.24
Thermal***	One gWh	10.00

Miscellaneous Conversion Factors

1 barrel	0.15891 cubic metres (m^3)
1 cubic foot (ft^3)	0.028328 cubic metres (m^3)
1 short ton	0.907185 metric tonnes
1 cubic metre (m^3)	one thousand litres
1 joule (J)	0.000948 British Thermal Units (BTU)
kilo	one thousand (10^3)
mega	one million (10^5)
giga	one billion (10^9)
tera	one trillion (10^{12})

* This is an average figure which takes into consideration the differences in energy content between provincial and imported coal.

** 6.12 TJ is the standard conversion factor. However, in the annual balances the conversion factor used was calculated for each year as the average energy content of one barrel of refined petroleum products consumed in New Brunswick.

*** Varies moderately from year to year depending on the actual heat rate calculated as energy content of fossil fuel used divided by quantity of electricity generated.

Economic Sectors

The breakdown of energy use by sector is confined to a number of major traditional economic sectors chosen to facilitate comparisons with other national and provincial energy publications.

Manufacturing comprises five basic sub-sectors in accordance with Statistics Canada's Standard Industrial Classification.

No separate information was available for New Brunswick's Primary Industry sector, except for Mining; therefore, Agriculture, Fishing and Trapping, and Logging and Forestry are included in the general category "Industrial Sector" together with Manufacturing and Construction.

The Residential sector includes all private dwellings.

The Commercial and Institutional sector presents a residual group comprising such sub-sectors as Government Service Industries, Health and Social Service Industries, Business Service Industries, Trade Industries and Insurance Industries.

Sources of Data

A variety of data sources, both published and unpublished, were used in the development of the energy balances.

Crude Oil and Refined Petroleum Products (R.P.P.)

Provincial Production	Department of Natural Resources (DNR), "Annual Report" Statistics Canada, "Crude Petroleum and Natural Gas Production", Cat. No. 26–006
Exports and Imports	Statistics Canada, unpublished data
Consumption of R.P.P. by Product	N.B. Department of Finance, unpublished data. Statistics Canada, "Refined Petroleum Products", Cat. No. 45–004
Consumption of R.P.P. by Sector	Statistics Canada, Cat. No. 45–004 Statistics Canada, "Quarterly report on energy supply/demand in Canada", Cat. No. 57–003. Statistics Canada, "Consumption of purchased fuel and electricity", Cat. No. 57–208 New Brunswick Electric Power Commission (NBEPC), unpublished data Selected firms, unpublished data.
Prices	Statistics Canada, unpublished data

Coal and Coke

Reserves	DNR, unpublished data
Production	DNR, "Annual Report"
Consumption	DNR NBEPC, unpublished data Statistics Canada, Cat. No. 57–003 Cat. No. 57–208, Cat. No. 45–002
Imports	Statistics Canada, "Coal and Coke", Cat. No. 45–002
Prices	N.B. Coal Limited, unpublished data

Natural Gas	
Production	DNR, "Annual Report" Statistics Canada, Cat. No. 26–006
Consumption	Statistics Canada, Cat. No. 26–006
Prices	Moncton Utility Gas Ltd., unpublished data
Wood and Wood Residue	
Wood	N.B. Energy Secretariat, "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1980 Statistics Canada, "Household facilities and equipment", Cat. No. 64–202
Wood Residue	Pulp and Paper Companies and Sawmills, unpublished data Department of Commerce and Development, unpublished data
Electricity	
Generation, Imports,	NBEPC, "Power Report", unpublished data.
Exports and Inter-regional	Other New Brunswick Electric Utilities, unpublished data
Transfers	Pulp and Paper Companies, unpublished data
Consumption	NBEPC, unpublished data. Other New Brunswick utilities, unpublished data. Pulp and Paper Companies, unpublished data. Statistics Canada, Cat. No. 57–003, Cat. No. 57–208
Prices	NBEPC, unpublished data

Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick

Rétrospective sur l'Énergie au Nouveau-Brunswick 1983

RÉTROSPECTIVE SUR L'ÉNERGIE AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1983

Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
Division de la Politique Énergétique
1983

Publié par:
Le Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
C.P. 6000
Fredericton (N.-B.)
E3B 5H1

Conception: Karam Chandra

Composition: Unipress Ltd.

Imprimerie: H.W. Wilson Printing Co. (1965) Ltd.

Il est interdit de reproduire sans autorisation une partie quelconque de cette brochure à des fins commerciales. Il est toutefois permis de reproduire une partie quelconque de cette brochure à des fins éducatives, pourvu que l'on cite sa source.

© Sa Majesté la Reine en chef du Nouveau-Brunswick, représentée par le ministre responsable de la politique énergétique, 1983.

ISBN 0-888-38-389-4

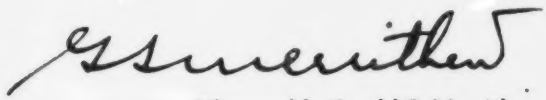
Avant-propos

Je suis heureux de vous présenter la deuxième édition de **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick**.

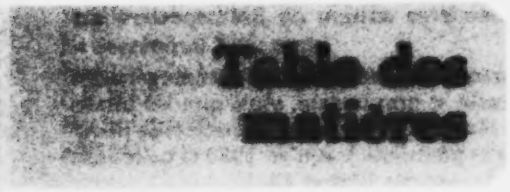
Vous y trouverez une brève analyse des principaux développements énergétiques intervenus sur la scène internationale, nationale et provinciale, ainsi que les bilans énergétiques sur l'offre et la demande pour le Nouveau-Brunswick. En outre, ce document donne les prévisions des prix des produits pétroliers jusqu'en 1986 et celles des besoins énergétiques nets de la province pour les années 1986 et 1991.

J'espère que les renseignements contenus dans cet ouvrage aideront le grand public à mieux comprendre les questions relicés à l'energie.

Ministre responsable de la politique énergétique



L'honorable Gerald S. Merrithew



PARTIE I FAITS NOUVEAUX EN MATIÉRE D'ÉNERGIE 1

1. **FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE INTERNATIONALE** 2

A. **Évenements d'Actualité** 2
B. **Perspectives D'Avenir** 2

2. **FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE NATIONAL** 5

A. **Pétrole** 5
B. **Gaz Naturel** 6
C. **Électricité** 6
D. **Charbon** 7

3. **FAITS NOUVEAUX SUR LA SCÈNE PROVINCIAL** 9

A. **Provisions D'Énergie** 9
B. **Taxation** 10
C. **Économies d'Énergie et Énergies Renouvelables** 10
a. Programmes subventionnés Exclusivement par la Province
b. Programmes Conjoints des Governements Fédéral et Provincial
D. **Publications** 11

PARTIE II STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1981 ET 1982 13

A. Résumé 14
a. Résumé de grandes tendances relatives à la consommation d'énergie 15
b. Exposé Sommaire sur la Production d'Énergie 19
c. Autosuffisance Énergétique 19
d. Autres Aspects de la Consommation d'Énergie 21
e. Prix 25
B. **Bilans Énergétiques, 1981 et 1982** 29

PARTIE III PRÉVISIONS RELATIVES AUX BESOINS ÉNERGÉTIQUES NETS, 1986 ET 1991.....37

ANNEXE Notes sue le méthodes appliquées et sur le sources de données 41

Tableau

I-1 Prix Internationale du Pétrole, 1981-83 4

I-2 Production de Pétrole Brut dans Certains Pays, 1979-82 4

I-3 Prix Intérieurs du Pétrole Brut au Canada de Janvier 1981 à Julliet 1983 8

I-4 Prix de Certains Produits Pétroliers Raffinés, 1982-1986 8

I-5 Prix Intérieurs du Gaz Naturel, 1981-1983 8

I-6 Tarifs d'Électricité pour Quelques Villes au Canada, Janvier 1982 9

I-7 Taxe Provinciale sur les Combustibles 10

I-8 Quelches Projects Réalisés dans le Cadre du Programme DEER au Nouveau-Brunswick 11

II-1 Consommation d'Énergie de 1973 à 1982 15

II-2 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés par Produit Majeur, 1973-1982 24

II-3 Prix Moyen au Détail de L'Essence Ordinaire et du Mazout de Chauffage, 1979-1983 26

II-4 Tarifs du Gaz Naturel de 1979 à 1983 26

II-5 Tarifs d'Électricité de Consommation Domestique de 1979 à 1983 27

II-6 Tarifs d'Électricité d'usage Général de 1979 à 1983 27

II-7 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle de 1979 à 1983 (petites industries) 27

II-8 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle de 1979 à 1983 (grandes industries) 28

II-9 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1981 (Énergie Brute) 30

II-10 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1981 (Énergie Nette) 31

II-11 Usage Énergétique par Secteur 1981 (Énergie Brute) 32

II-12 Usage Énergétique par Secteur 1981 (Énergie Nette) 33

II-13 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en 1981 34

II-14 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1982 (Énergie Brute) 35

II-15 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1982 (Énergie Nette) 36

III-1 Coefficients d'Utilisation 38

III-2 Consommation Énergétiques Réelle par Secteur, 1981 40

III-3 Utilisation Énergétique Réelle par Personne, par Foyer et Par Unité Produite, 1981 40

III-4 Les Prévisions de la Consommation Énergétique Réelle par Secteur, 1986 et 1991 40

Figures

I-1 Determination du Prix des Principaux Produits Pétroliers Raffinés Juin 1983 7

II-1 Consommation d'Énergie de 1973 à 1982 16

II-2 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de la Source d'Énergie Primaire en 1982 16

II-3 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de l'Usage Final en 1982 17

II-4 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaire de 1973 à 1982 18

II-5 Répartition de la Production d'Énergie en Fonction de la Source Primaire d'Énergie 1973 à 1982 20

II-6 Répartition en Pourcentage de la Production d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaire en 1982 21

II-7 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction des Secteurs de 1973 à 1981 22

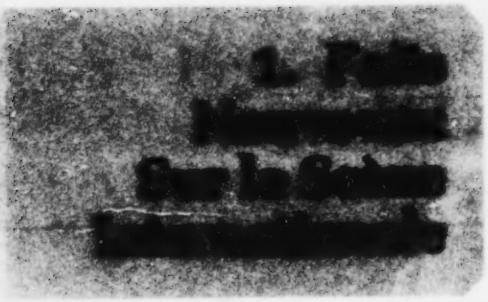
II-8 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en fonction des Secteurs au Nouveau-Brunswick en 1981 23

II-9 Répartition en Pourcentage de la Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en fonction des Produits en 1982 24

II-10 Prix du Pétrole Canadien et du Pétrole Importé, Debut Janvier 1981 à fin Mars 1983 28

III-1 Relation Entre l'Usage Énergétique de Base et l'Usage Énergétique Réel, 1981 39

PARTIE I
FAITS NOUVEAUX EN MATIÈRE D'ÉNERGIE



A. ÉVÉNEMENTS D'ACTUALITÉ

La tendance à la baisse de la consommation de pétrole qui avait débuté après la grande majoration du prix de ce produit en 1979-1980 s'est poursuivie en 1982. La consommation totale de brut (y compris les liquides extraits du gaz naturel) dans le "monde libre" a chuté de 51,6 millions de barils/jour (millions b/j) en 1979 à 44,7 millions b/j en 1981 et à 42,2 millions b/j en 1982. La production de pétrole des pays non membres de l'OPEP a continué d'augmenter principalement en raison de l'accroissement considérable de la production du Mexique et de la Mer du Nord, passant de 19,8 millions b/j en 1979 à 21,2 millions b/j en 1981 et à 22,9 millions b/j en 1982. Par conséquent, la production de pétrole de l'OPEP a chuté encore plus rapidement que la production totale de pétrole du monde libre. De 1979 à 1982, la production de pétrole de l'OPEP est passée de 31,8 millions b/j à 19,3 millions b/j et sa part du marché du pétrole du monde libre est passée de 61,6 pour cent à 45,7 pour cent. En 1982, les pays non membres de l'OPEP ont donc produit plus de pétrole que l'OPEP. Au sein de l'organisation, le fléchissement de la production de pétrole en 1982 s'est avéré plus prononcé en Arabie Saoudite dont la production a diminué de 3,5 millions b/j; le seul pays de l'OPEP à avoir enregistré une hausse considérable de sa production de pétrole a été l'Iran. Malgré la baisse de son taux de production, l'Arabie Saoudite a continué d'occuper une place dominante au sein de l'OPEP, comptant pour près d'un tiers de la production globale.

La baisse de la consommation de pétrole a exercé une forte pression à la baisse sur les prix internationaux du pétrole. L'OPEP a réussi à résister à cette pression pendant un certain temps, principalement parce que l'Arabie Saoudite était disposée à soutenir le prix officiel en diminuant son taux de production de pétrole. Toutefois, la situation du marché n'a pas servi de soutien au prix repère de 34 dollars américains le baril et en mars 1983, les pays de l'OPEP ont accepté de baisser le prix de référence à 29 dollars américains le baril, ainsi que de soutenir ce prix en adoptant une limite de production totale de 17,5 millions b/j et une nouvelle série de contingents pour chaque pays non membre de l'OPEP.

B. PERSPECTIVES D'AVENIR

Bien que la pression à la baisse exercée sur les prix internationaux persiste toujours malgré la baisse récente de cinq dollars américains le baril, un grand doute subsiste quant à l'orientation du changement du prix du pétrole. Par exemple, selon l'Agence internationale de l'énergie, ". . . la combinaison des importations de pétrole de l'O.C.D.E. et de celles des pays en voie de développement aurait tendance à finir par excéder de façon considérable les provisions disponibles sur le marché mondial du pétrole . . . De tels déséquilibres entre l'offre et la demande auraient tendance à entraîner de nouvelles majorations des prix et pourraient provoquer de nouvelles perturbations du marché qui déclencheraient une hausse soudaine et massive des prix."[1]

M. Bijan Mossavar-Rahmani, un des membres du programme de sécurité énergétique de Harvard, avertit que "dès 1986, la demande mondiale pour le pétrole de l'OPEP pourrait être ramenée au même taux qu'avant 1980, qui était d'environ 30 millions b/j, soit au beau milieu de la "zone choc" à l'intérieur de laquelle même une petite perturbation de courte durée pourrait déclencher la troisième flambée des prix du pétrole en moins d'une douzaine d'années." [2]

Par contre, M. William Brown de l'Institut Hudson prédit qu'"il faut s'attendre à une baisse, et non à une hausse, des prix du pétrole"[3], et M. Mirian Radetzki de l'université de Stockholm prévoit pour le milieu des années 80 "un niveau sensiblement inférieur des prix réels du pétrole et des autres matières premières énergétiques qu'à l'heure actuelle"[4].

Quelle que puisse être sa tendance à long terme, l'évolution future des prix internationaux du pétrole ne peut être sans obstacles en raison des change-

---

[1] Agence internationale de l'énergie, **World Energy Outlook**, Paris, AIE/OCDE, 1982.

[2] Bijan Mossavar-Rahmani, **The OPEC Multiplier: Rebound of the Oil Exporters?**, Cambridge, Maine, Cambridge Energy Research Associates, 1982.

[3] Brown, William M., "Can OPEC Survive the Glut?", **Fortune**, 30 novembre 1981, p. 89.

[4] Citation extraite du **Petroleum Intelligence Weekly**, 7 octobre 1981, p. 9.

ments fondamentaux qui se sont produits au niveau de la structure et de l'exploitation du marché international du pétrole. La revue *Petroleum Intelligence Weekly* présente un examen concis des divers mécanismes de fixation des prix internationaux du pétrole dans le cadre de deux articles différents préparés par M. Robert Mabro du St. Anthony's College à Oxford et par M. Joe Roeber, un expert à son propre compte en matière de pétrole.

Régime de fixation des prix du pétrole dans les années 50 et 60. Selon M. Mabro[5]: "Les grandes compagnies pétrolières déterminaient le prix du pétrole au niveau du commerce international dans les années 50 et 60. L'industrie se caractérisait par un degré élevé de concentration et d'intégration. En raison de ces caractéristiques, les compagnies pouvaient dissocier le prix du pétrole des fluctuations de l'offre et de la demande étant donné que les provisions étaient soigneusement proportionnées à la demande anticipée. Le système intégré était soumis à un plan d'organisation et étant donné que ce plan consistait en un rétablissement de l'équilibre, aucune surabondance ou pénurie ne se manifestait. Dans une telle situation, il est parfaitement facile de déterminer les prix et de les empêcher de fluctuer. Il est vrai que la demande variait sans cesse, mais ces variations étaient reportées sur les pays producteurs qui avaient tendance à accepter assez passivement les variations de leur taux d'écoulement. Un accroissement de la demande entraînait une hausse du rapport d'épuisement; une baisse de la demande, une réduction de la production. Les compagnies pouvaient répartir ces variations entre les divers producteurs. Cette passivité de la part des pays exportateurs de pétrole a permis aux compagnies capitalistes d'exploiter pendant de nombreuses années un système hautement planifié. C'était l'âge d'or des administrés."

M. Joe Roeber ajoute que "les conditions du succès (des prix administrés) étaient au nombre de deux: il fallait que presque tout le brut du marché international soit entre les mains d'une poignée de compagnies et que les objectifs de ces compagnies soient conséquents. C'est sur ce principe que la structure vaste et complexe de l'industrie pétrolière intégrée au niveau international a été établie. Un des avantages secondaires était l'évolution ordonnée des prix, qui n'était pas indispensable au fonctionnement du système, mais utile. La fluctuation des prix n'aurait pas servi les intérêts des compagnies et avec le degré de contrôle dont elles jouissaient, elles ont vite fait de s'en débarrasser."[6]

Régime de fixation des prix du pétrole dans les années 70. L'ère de la stabilité des prix du pétrole a pris fin en 1973. Comme l'a souligné M. Mabro: "Les années 70 ont donné naissance à un nouveau régime de fixation des prix. L'industrie s'est divisée en vendeurs et en acheteurs de pétrole. Les vendeurs, représentés par l'OPEP, ont hérité des compagnies le rôle de l'administration des prix, mais ils n'ont pas pris possession de tout le système. L'époque de l'intégration complète et de la planification équilibrée était terminée. L'offre et la demande étaient maintenant sur différents côtés de la ligne de partage; les surabondances (plus précisément l'excès des provisions) et les pénuries (l'excès de la demande) ne pouvaient plus être intériorisées. Elles ont commencé à se manifester. La planification et l'intégration étroite ont cédé la place à la naissance du marché. Le régime de fixation des prix en vigueur de 1973 jusqu'à nos jours impliquait une intéraction complète entre l'OPEP, agent institutionnel dominant en tant qu'administrateur des prix, et les tendances du marché . . . L'intéraction se manifestait de deux façons. Premièrement, l'OPEP pouvait fixer un prix de référence pour le pétrole (celui du brut léger arabe servait de brut de référence) tandis que le marché exerçait une grande influence sur l'importance des écarts de prix entre le grand nombre de différents bruts. Deuxièmement, l'OPEP pouvait maintenir son prix de référence fixe au moins en termes de valeur nominale pendant les périodes où la demande était faible, tandis qu'un marché non contrôlé aurait normalement fait place à un effondrement des prix. C'est ce qui s'est produit le plus manifestement pendant la récession de 1975 et en 1977-1978. Cependant, l'OPEP a été portée à suivre la tendance à la hausse des prix d'un marché restreint, le plus notamment pendant la grande crise de 1979-1980."

M. Joe Roeber ajoute qu'"une des caractéristiques remarquables de l'industrie pendant les années 70 est que, même si les conditions nécessaires à son intégration au niveau international n'ont pas été satisfaites, elle a continué d'agir comme si elles l'avaient été. Ceci vient du fait que les compagnies ont continué de faire comme si elles avaient encore accès à du brut leur appartenant. À certains égards, elles jouissaient encore de ce privilège; elles exerçaient encore un certain contrôle sur l'utilisation du brut étant donné que les producteurs n'avaient pas encore acquis l'expérience ou la confiance nécessaires pour vendre directement le pétrole eux-mêmes. Grâce à des dispositions particulières, elles ont également bénéficié de privilèges quasi-concessionnaires dans certains pays . . . Mais avec la révolution iranienne et l'accession soudaine des producteurs à la tête du marché, ces privilèges leur furent retirés, à l'exception du cas particulier de l'Arabie Saoudite. Le secteur aval a été définitivement détaché de la production du brut et un bras s'élargissant sépare maintenant ces deux éléments. C'est la différence structurale importante entre les conditions du milieu des années 70, époque où l'OPEP soutenait avec succès ses prix dans une surabondance de brut, et les deux dernières années. Les gouvernements des pays exportateurs ne font plus preuve de la même souplesse que les compagnies dans l'application de leurs politiques. On peut en voir les conséquences partout autour de nous et les règles établies sont complètement défiées."

Mécanismes futurs de fixation des prix du pétrole. Lorsque l'OPEP a fixé les prix du pétrole conformément aux tendances du marché à court terme en 1979-1980, elle a engendré des tendances qui ont entraîné un affaiblissement considérable de son pouvoir sur les prix internationaux du pétrole. Les membres de l'OPEP ont grand intérêt à maintenir leur rôle d'administrateur des prix internationaux du pétrole. Comme l'a précisé M. Mabro: "Ils savent tous que leur contrôle sur le prix du pétrole leur a rapporté des avantages financiers considérables et des récompenses politiques importantes. Abdiquer ce rôle définitivement en faveur d'un marché aveugle les priverait de ces avantages dans les années à venir . . . Grâce à leur

---

[5] Mabro, Robert, "OPEC's Future Pricing Role May Be at Stock", **Petroleum Intelligence Weekly**, (supplément spécial), 19 avril 1982.

[6] Roeber, Joe, "Learning to Live with Instability", **Petroleum Intelligence Weekly**, 4 avril 1982, pp. 8-9.

contrôle sur le pétrole, qui se manifeste dans leur rôle sur les questions relatives aux prix, les pays de l'OPEP ont fini par jouir d'un certain pouvoir politique sur la scène internationale . . . En 1973, ils ont soudainement commencé à apprécier cette renommée internationale. Le contrôle du pétrole a permis à certains de ces pays d'accéder à une position de commandement politique régional. Dans certains cas, il a mis en valeur la sécurité des régimes. Il a donné de l'importance à la présence des représentants de ces pays lors des forums internationaux et a aidé ces pays, à l'occasion, à promouvoir des objectifs politiques libéraux à l'extérieur du monde du pétrole."

En dépit de son grand intérêt à conserver une place prépondérante au niveau de la détermination des prix du pétrole, l'OPEP affronte des défis sérieux à son pouvoir sur les prix du pétrole. Le défi premier provient de la baisse de la consommation mondiale de pétrole qui s'est amorcée en 1979 et qui pourrait se poursuivre pendant des années encore, selon l'importance du redressement économique que connaîtra le monde industrialisé. Une partie de la baisse actuelle

TABLEAU I–1. PRIX INTERNATIONAL DU PÉTROLE, 1981–1983

En dollars américains le baril

		Prix repère de l'OPEP	Côut moyen du pétrole importé à Montréal
1981	janvier	36	35,5
	juillet	36	35,6
	décembre	34	35,6
1982	janvier	34	35,6
	juillet	34	32,8
	décembre	34	33,9
1983	janvier	34	32,8
	mars	29	30,7

TABLEAU I–2. PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT DANS CERTAINS PAYS, 1979–1982

Millions de Barils par jour

	1979	1980	1981	1982	% de variation 1981-1982	% de variation 1979-1982
OPEP						
Pétrole brut						
Arabie Saoudite	9,5	9,9	9,8	6,3	–35,7	–33,7
Iran	3,1	1,5	1,3	2,0	53,8	–35,5
Iraq	3,4	2,6	0,9	0,9	0	–73,5
Kuwait	2,5	1,6	1,1	0,7	–36,4	–72,0
Vénézuela	2,4	2,2	2,1	1,9	–9,5	–20,8
Lybie	2,1	1,8	1,1	1,1	0	–47,6
Nigéria	2,3	2,1	1,4	1,3	–7,1	–43,5
Autres pays	5,5	5,1	4,8	4,2	–12,5	–23,6
TOTAL	30,8	26,8	22,5	18,4	–18,2	–40,3
TOTAL OPEP (y compris les liquides extraits du gaz naturel)	31,8	27,8	23,5	19,3	–17,9	–39,3
PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP						
Pétrole brut						
États-Unis	8,5	8,6	8,6	8,6	0	1,2
Mexique	1,5	1,9	2,3	3,0	30,4	100,0
Canada	1,5	1,4	1,3	1,3	0	–13,3
Mer du nord	2,0	2,2	2,3	2,9	26,1	45,0
Autres pays	4,2	4,2	4,4	4,8	9,1	14,3
TOTAL	17,7	18,3	18,9	20,6	9,0	16,4
TOTAL DES PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP (y compris les liquides extraits du gaz naturel)	19,8	20,8	21,2	22,9	8,0	15,7
TOTAL MONDE LIBRE	51,6	48,6	44,7	42,2	–5,6	–18,2
AUTRES						
URSS	11,4	11,7	11,8	11,9	0,8	4,4
Autres pays d'Europe de l'est	0,4	0,4	0,4	0,4	0	0
Chine	2,1	2,1	2,0	2,0	0	–4,8
TOTAL AUTRES	13,9	14,2	14,2	14,3	0,7	2,9
TOTAL	65,5	62,8	58,9	56,5	–4,1	–13,7
PART DE L'OPEP DANS LA PRODUCTION DU MONDE LIBRE (%)	61,6	57,2	52,6	45,7	–13,1	–25,8

de la consommation de pétrole est due à une diminution à court terme de la quantité des réserves, mais une partie de cette baisse provient des changements structurels à long terme qui se sont produits dans le mode d'utilisation de l'énergie. De plus, le rôle de l'OPEP dans la fixation des prix a fortement été défié par l'expansion des producteurs ne faisant pas partie de l'organisation. Non seulement leur nombre s'est-il accru pendant la dernière décennie, mais leur production globale a dépassé celle de l'OPEP en 1982. M. Mabro souligne: "Ils représentent un problème plus permanent que le cycle des réserves et peut-être plus que la baisse de la demande. Ces producteurs (non membres de l'OPEP) ne font pas partie du système des prix administrés, mais en bénéficient quand même. Le fait de ne pas faire partie du système leur permet de maintenir le volume de leurs exportations en faisant tomber les prix. Mais aussi longtemps que l'OPEP maintient la stabilisation de ses prix, ces producteurs peuvent s'en sortir en réduisant faiblement leurs prix, ce qui représenterait une faible partie de leurs revenus." C'est lors de la réunion de l'OPEP de 1983 que l'importance des producteurs non membres de l'organisation est apparue. C'est à ce moment-là que le prix "de référence" du baril a été réduit de 34 à 29 $ américains; la réduction des prix de l'OPEP a fait suite à une baisse du prix du pétrole de la Mer du Nord et il semblait que la survie du nouveau prix de référence dépendrait de la bonne volonté de la Grande-Bretagne à appuyer l'entente conclue à Londres par les pays de l'OPEP.

Il est évidemment trop tôt pour sonner les glas de l'OPEP, mais il serait irréaliste d'ignorer les conséquences des tendances du marché. D'après M. Joe Roeber: "Les gouvernements des pays de l'OPEP ont été obligés d'opter pour les prix du marché en 1979 et en 1980 car ils ne voulaient absolument pas renoncer à des revenus supplémentaires. Mais en agissant ainsi, ils ont mis la fixation des prix du brut sur la place du marché. Maintenant, elle y restera probablement pour le meilleur ou pour le pire, au moins jusqu'à ce que l'équilibre entre l'offre et la demande change de façon décisive en faveur des exportateurs. Mais même à ce moment-là, les changements au niveau de la structure du marché seront trop ancrés pour faciliter la gestion de ce dernier, ou peut-être même pour la rendre possible."

2. Faits Nouveaux Sur la Scène Nationale

A. PÉTROLE

La combinaison des conditions de dépression économique, de l'économie de l'énergie et du remplacement du pétrole ont entraîné une forte baisse de la consommation des produits pétroliers au Canada. Les ventes intérieures de produits raffinés du pétrole ont fléchi de 10,2 pour cent de 1981 à 1982. La demande de mazouts lourds a accusé une baisse atteignant le plus important pourcentage (19,2 pour cent) et la consommation de tous les autres produits pétroliers a également enregistré une baisse considérable.

Par contre, la production de pétrole brut canadien est demeurée passablement stable. Par conséquent, les importations nettes de pétrole ont diminué de moitié, passant de 454 à 225 millions de barils par jour entre 1981 et 1982. Les importations nettes de pétrole pour 1982 ne représentaient ainsi que 14,3 pour cent des besoins canadiens (ventes intérieures nettes plus le taux d'utilisation des raffineries).

Le brut canadien a continué son ascension rapide tout au long de 1982 conformément aux conditions de l'entente conclue en 1981 entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta. Toutefois, la diminution des importations de pétrole et la tendance à la baisse des prix internationaux du pétrole ont réduit le montant des paiements d'indemnisation des importations et ont provoqué en janvier 1983 une baisse de 2,54 $ des frais d'indemnisation pétroliers. Par conséquent, le prix combiné du pétrole a augmenté de 1,46 $ le baril, bien que le prix du pétrole brut naturel à la tête du puits se soit accru de 4 $ le baril. En juin 1983, le coût du brut importé à Montréal (de qualité équivalente au pétrole canadien) était de 36,87 $ canadiens le baril. Le prix du pétrole brut naturel "ancien" à Montréal était de 31,23 $ le baril et le prix combiné de 36,23 $ le baril. Au milieu des années 1983, les Canadiens payaient 85 pour cent des prix mondiaux pour le pétrole brut naturel "ancien" canadien et 98 pour cent des prix mondiaux en moyenne pour chaque baril de pétrole consommé.

Moins de deux ans après la signature de l'entente entre Ottawa et l'Alberta concernant la fixation des prix du pétrole, les fluctuations de la situation du marché et la baisse résultante des prix internationaux du pétrole ont vicié une des composantes fondamentales de cette entente, soit le taux plafond de 75 pour

cent relativement à l'ancien pétrole brut naturel. Le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta ont décidé de réévaluer le régime de fixation des prix établi en 1981, en tenant compte de la nouvelle situation. Ces négociations bilatérales se sont terminées avant la fin juin 1983 et ont abouti à l'apport d'une série de modifications importantes à l'entente conclue en 1981.

La nouvelle entente entre en vigueur le 1er juillet 1983 et expirera le 31 décembre 1984 pour le pétrole et le 31 janvier 1985 pour le gaz naturel.

Le prix du **pétrole brut naturel ancien** sera maintenu au niveau actuel (29,75 $ le baril) aussi longtemps que le prix international du pétrole ne deviendra pas inférieur à 29,75 $ canadiens le baril ou n'excédera pas 39,67 $ canadiens le baril. L'ancien plafond de 75 pour cent du prix international a été efficacement transformé en un seuil minimum. D'après les modifications apportées, le prix du pétrole canadien ne devra pas tomber en dessous de 75 pour cent du prix international si ce dernier diminue au cours des 18 prochains mois. Par conséquent, il semble que l'entente vise à maintenir la stabilité des prix du pétrole canadien, même si les prix mondiaux fluctuent sensiblement. Le rapport entre les prix du pétrole canadien et du brut naturel pourra varier entre 75 et 100 pour cent.

La mise à jour de 1982 du Programme énergétique national a établi un système de fixation des prix à deux niveaux pour le pétrole brut naturel. Le prix du pétrole découvert jusqu'en 1973 était fixé conformément au barème compris dans l'entente de 1981, tandis que celui découvert après 1973 se vendait à un "prix spécial pour l'ancien pétrole", soit 75 pour cent des prix mondiaux à compter du 1er juillet 1982. Dans le cadre de la nouvelle entente (1983), les prix internationaux seront attribués au pétrole qui entre dans la catégorie du prix spécial pour l'ancien pétrole à compter du 1er juillet 1983.

Le prix de référence du **nouveau pétrole**, soit le prix international, sera également appliqué au pétrole provenant de nouveaux puits creusés dans les régions où l'on produit du pétrole brut naturel, suivant certaines restrictions.

Ces changements ont pour effet global de garantir la stabilité du prix du pétrole brut naturel et l'application des prix internationaux à une plus grande partie de la production du pétrole canadien. Le prix d'environ 35 pour cent du pétrole canadien sera fixé selon le niveau des prix mondiaux et le prix du reste (65 pour cent) se verra attribué environ 85 pour cent des prix mondiaux du pétrole si ces derniers demeurent stables au cours des 18 prochains mois comme prévu. Par conséquent, le prix moyen du pétrole canadien équivaudra à environ 90 pour cent du prix mondial.

Cependant, le **prix combiné** restera le même parce que les frais supplémentaires dus à la majoration des prix pour l'ancien pétrole spécial seront financés au moyen du surplus provenant des frais d'indemnisation pétroliers selon les taux actuels. En réalité, le surplus provenant des frais d'indemnisation pétroliers est divisé entre les producteurs de pétrole, le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta, au lieu d'être remboursé aux consommateurs sous la forme d'une baisse du prix pondéré.

Le tableau I-3 de la publication **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick, 1982** présentait les prévisions du prix des produits pétroliers raffinés pour la période allant de 1982 à 1986. Ces prévisions ont été réexaminées dans le tableau I-4 de la présente publication. Pour la période allant de 1983 à 1984, cette révision comprend les modifications apportées récemment à l'entente conclue en 1981 sur la fixation des prix du pétrole et l'augmentation de la taxe sur l'essence au Nouveau-Brunswick de 16 à 20 pour cent. Pour la période allant de 1985 à 1986, il a été assumé que les prix internationaux du pétrole demeureront stables, que les taxes provinciales sur les combustibles resteront les mêmes et que l'éventuelle hausse du prix du pétrole brut naturel ancien selon les taux internationaux sera financée à l'aide des surplus constants des frais d'indemnisation pétroliers.

B. GAZ NATUREL

La consommation intérieure de gaz naturel a enregistré une hausse de 2,3 pour cent en 1982. Un grand accroissement de la demande domestique (25,4 pour cent) a plus que compensé les baisses connues au niveau des utilisations industrielle et commerciale (–5,9 pour cent et –1,4 pour cent respectivement). Les exportations nettes ont diminué de un pour cent et la production nette a accusé une baisse de 4,3 pour cent.

Le prix du gaz naturel aux frontières de l'Alberta s'est accru conformément au taux progressif compris dans l'Entente conclue entre Ottawa et l'Alberta en 1981. En juin 1983, le prix aux frontières de l'Alberta d'un millier de pieds cubes de gaz naturel était de 2,58 $, soit 38 pour cent de plus qu'en 1981. Le prix de gros de Toronto (qui comprend la taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne et la taxe fédérale sur le gaz naturel, en plus des frais de transport des frontières de l'Alberta à Toronto) a suivi le même tendance. En ce qui concerne les prix pour les années à venir, on ne peut être certain que pour les 18 prochains mois. Dans la "nouvelle entente", le gouvernement fédéral a réaffirmé son engagement à maintenir les prix du gaz naturel à 65 pour cent du prix du pétrole. Ce rapport de 65 pour cent entre le gaz et le pétrole restera le même au cours des 18 prochains mois grâce à des redressements de la "taxe sur le gaz naturel et sur les liquides extraits du gaz naturel". Lorsque la taxe deviendra nulle, le prix du gaz naturel aux frontières de l'Alberta ne sera pas majoré. Toutefois, l'engagement du gouvernement fédéral concernant le maintien du rapport de 65 pour cent entre le gaz et le pétrole ne s'étendra que sur les 18 prochains mois. À compter de février 1985, le prix du gaz naturel aux frontières de l'Alberta augmentera de nouveau de 25 cents par millier de pieds cubes tous les six mois.

C. ÉLECTRICITÉ

Pour la première fois depuis des années, la production d'électricité n'a pas augmenté au Canada. La baisse de la production des énergies hydroélectrique et nucléaire (–3 pour cent et –3,7 pour cent respectivement) a plus que compensé la hausse considérable de la production d'énergie thermique classique (8,1 pour cent) et par conséquent, la production totale d'énergie électrique au Canada a baissé de un pour cent. En 1982, la production d'énergie hydroélectrique représentait la part du lion de la production canadienne, comptant pour 68 pour cent de la production globale; l'énergie thermique classique comptait pour 22,3 pour cent et l'énergie nucléaire pour 9,7 pour cent. Les exportations nettes ont également chuté, tandis que la consommation intérieure est restée presque la même.

Le prix de l'électricité, comme le montre le tableau I-6, varie considérablement en fonction de la région d'où vient l'usager ainsi que de la classe à laquelle il appartient. Voici quelques caractéristiques particulièrement frappantes relativement à la fixation des prix de l'électricité.

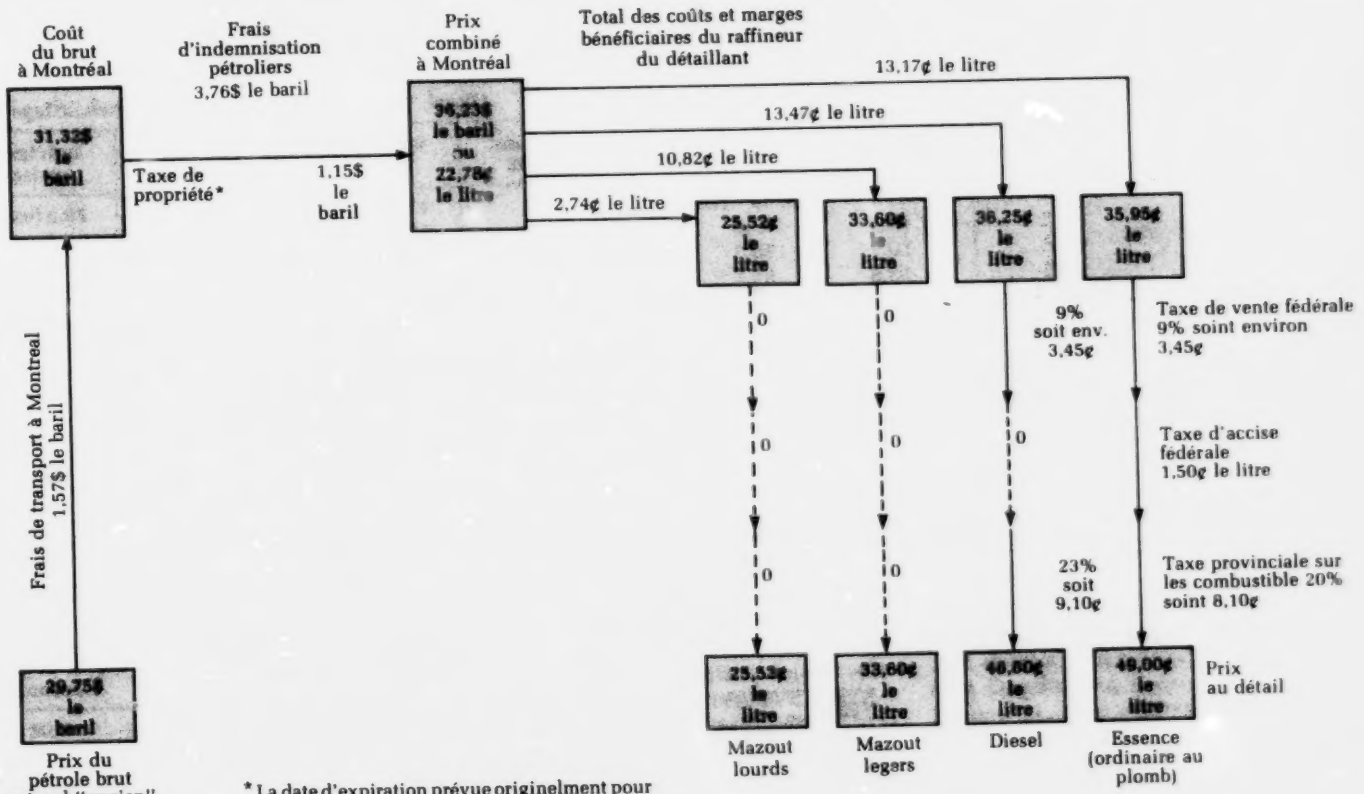
- Dans chaque province, les commerces paient le tarif le plus élevé; les secteurs domestique et industriel viennent en second lieu.
- À l'intérieur de chaque classe d'abonnés, le régime de détermination du taux (habituellement composé de la redevance d'abonnement ou de la prime de puissance, ainsi que d'un tarif régressif) entraîne une baisse du coût du kWh au fur et à mesure que le taux de consommation s'accroît.
- Les tarifs d'électricité les plus élevés en janvier 1982 ont été enregistrés dans les Territoires du Nord-Ouest et à l'Île-du-Prince-Édouard; les abonnés du Manitoba ont payé les tarifs les moins élevés.

D. CHARBON

Suite à une hausse considérable de l'utilisation de l'électricité (12,9 pour cent), la consommation intérieure de charbon a augmenté de 8,6 pour cent en 1982, dépassant ainsi les 40 millions de tonnes métriques. Les exportations nettes ont diminué de 463 milles tonnes métriques, mais la production intérieure s'est accrue à un taux de 6,8 pour cent, passant de 40,1 millions de tonnes métriques en 1981 à 42,8 millions de tonnes métriques en 1982.

Le prix moyen du charbon a également augmenté, suite à la majoration des prix du pétrole, et s'est accru de 23 pour cent, passant de 25,70 $ la tonne métrique en 1980 à 31,60 $ en 1982.

FIG. I-1. DETERMINATION DU PRIX DES PRINCIPAUX PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, JUIN 1983 (SAINT-JEAN, N.-B.)



* La date d'expiration prévue originelment pour la fin de l'année 1982 a été repoussée à une date indéterminée.

TABLEAU I–3. PRIX INTÉRIEURS DU PÉTROLE BRUT AU CANADA DE JANVIER 1981 À JUILLET 1983

$ le baril

	Prix du pétrole brut naturel à la tête de puits	Frais de transport à Montréal	Frais d'indemnisation pétroliers	Taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne	Prix combiné à Montréal
1981 janvier	17,75	1,24	5,05	—	24,04
juillet	18,75	1,52	8,15*	1,15	29,57
octobre	21,25	1,56	8,15	1,15	32,07
1982 janvier	23,50	1,54	6,30	1,15	32,49
juillet	25,75	1,55	6,30	1,15	34,75
1983 janvier	29,75	1,55	3,76	1,15	36,21
juillet	29,75	1,57	3,76	1,15	36,23

*Comprend 1,85 $ de frais spéciaux le baril imposés suite à la réduction de la production de l'Alberta.

TABLEAU I–4. PRIX* DE CERTAINS PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, 1982–86 (Saint-Jean)

¢ le litre

	Essence à moteur ordinaire au plomb		Diesel		Mazout de chauffage	
	Prévisions de 1982	Prévisions révisées	Prévisions de 1982	Prévisions révisées	Prévisions de 1982	Prévisions révisées
1982	41,6	42 (exact)	42,8	43,2 (exact)	29,4	29,8 (exact)
1983	46,3	47,8	48,0	49,1	33,0	33,4
1984	50,7	50,3	52,7	51,7	36,3	34,7
1985	53,6	51,3	55,7	52,8	38,5	35,3
1986	56,8	53	59,2	54,5	40,9	36,6

*Prix moyens de l'année civile.

TABLEAU I–5. PRIX INTÉRIEURS DU GAZ NATUREL, 1981–1983

$ le millier de pieds cubes

	Prix aux frontières de l'Alberta	Frais de transport à Toronto	Prix à l'entrée de la ville de Toronto	Prix de gros à Toronto*
1981	1,87	0,72	2,59	3,08
1982	2,20	0,85	3,05	3,85
1983 June	2,58	0,98	3,56	4,18

*Comprend la taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne (15¢ le millier de pieds cubes) et la taxe sur le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel.

TABLEAU I-6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ[a] POUR QUELQUES VILLES AU CANADA, JANVIER 1982

¢ le kWh

	DOMESTIQUE		COMMERCIAL		INDUSTRIEL	
	750 kWh par mois	5000 kWh par mois	petits[b]	grands[c]	petites[d]	grandes[e]
St. John's (Terre-Neuve)	5,36	4,44	8,63	5,37	6,39	3,84
Charlottetown (I.-P.-É.)	10,26	8,97	13,62	11,96	10,90	9,33
Halifax (N.-É.)	4,98	4,43	7,32	6,35	7,04	4,10
Fredericton (N.-B.)	5,86	3,88	8,98	6,88	6,20	4,24
Montréal (P. Q.)	3,62	3,39	6,34	4,70	5,26	3,43
Toronto (Ontario)	4,08	3,74	7,76	5,01	5,85	3,75
Winnipeg (Manitoba)	3,27	2,64	6,93	3,26	3,50	2,31
Régina (Saskatchewan)	3,67	3,44	5,44	3,74	4,24	2,82
Edmonton (Alberta)	3,90	3,43	8,28	4,32	4,25	3,51
Vancouver (C.-B.)	4,29	3,54	6,10	4,26	4,32	3,04
Whitehorse (Yukon)	7,24	5,88	9,89	8,76	s/o	s/o
Yellowknife (T. du N.-O.)	10,37	10,15	12,39	11,95	s/o	s/o

[a]Prix moyens calculés en divisant la facture totale par la consommation totale
[b]Consommation facturée: 3 kW; consommation mensuelle: 375 kWh
[c]Consommation facturée: 100 kW; consommation mensuelle: 25 000 kWh
[d]Consommation facturée: 75 kW; consommation mensuelle: 15 000 kWh
[e]Consommation facturée: 1 mW; consommation mensuelle: 400 mWh

Source: Statistique Canada, **Electricity Bills, 1982,** nº de catalogue 57-203

3. Faits Nouveaux Sur la Scène Provinciale

A. PROVISIONS D'ÉNERGIE

En 1982, les faits nouveaux en matière de provisions d'énergie ont été dominés par les projets reliés à l'électricité.

a. Énergie nucléaire.

Le 25 juillet 1982, **Point Lepreau** est devenu la première centrale nucléaire Candu 600 au Canada et à l'étranger à atteindre un taux de production critique. À la fin de l'année, la centrale avait atteint 75 pour cent de sa production à pleine capacité (près de 500 mégawatts) et avait fourni plus de 325 gigawatts/heure d'électricité depuis qu'elle avait été synchronisée avec le réseau d'électricité de la province en septembre. Une grande partie de cette énergie est exportée aux États-Unis. L'Office national de l'énergie a donné son accord à l'exportation de 205 mW en avril 1982 et de 130 autres mégawatts en décembre 1982. À compter de juillet 1983, Point Lepreau a exporté 230 mW d'énergie en Nouvelle-Angleterre.

b. Transferts interprovinciaux d'énergie.

Le 6 avril 1982, la première phase de l'installation d'une seconde interconnexion majeure prévue entre Hydro Québec et Énergie N.-B. a été achevée lorsqu'une nouvelle sous-station de 138 000 volts a été mise en service et a commencé à approvisionner les abonnés d'Énergie N.-B. en énergie provenant d'Hydro Québec.

Le nouveau réseau d'énergie électrique de 138 000 volts transporte le courant depuis la frontière du Québec jusqu'à Dégelis et à Iroquois au Nouveau-Brunswick, son voltage est réduit à 69 000 volts pour approvisionner les abonnés résidant dans les régions d'Edmundston, Saint-Quentin et Saint-Léonard.

Le nouveau réseau fonctionnera à 138 000 volts jusqu'à la fin de 1984, an-

née où il sera converti à une puissance de 345 000 volts. Le nouveau réseau, relié au nouveau poste de conversion du courant continu à haute tension de 350 mégawatts prévu pour la fin 1985, formera un nouveau lien intégral entre le Nouveau-Brunswick et Hydro Québec doté d'une capacité de transfert de 500 mégawatts.

c. Nouveau combustible à base de charbon.

Une nouvelle boue de charbon et d'eau sera expérimentée à la centrale électrique de Chatham.

Le projet de 5,5 millions de dollars a été élaboré à la suite de la conclusion d'une entente entre Énergie N.-B., la Société de développement du Cap Breton et le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

En vertu des dispositions du projet conjoint, la Société de développement du Cap Breton est en train de construire à Sydney en Nouvelle-Écosse la première installation de préparation mécanique de ce combustible en Amérique du Nord, en se basant sur une technologie suédoise. Le charbon de catégorie métallurgique du Cap Breton, un combustible de très grande qualité, sera utilisé pour préparer la boue de charbon et d'eau. Le charbon est pulvérisé, nettoyé et mélangé avec des additifs afin de former une boue stable à faible teneur en soufre et en cendres. Ensuite, cette boue, composée de 70% de charbon et de 30% d'eau, peut être brûlée dans une chaudière au mazout classique modifiée.

L'installation témoin de Sydney au Cap Breton a pour objectif de produire le nouveau combustible d'ici juin 1983. Par la suite, il sera transporté à la centrale d'Énergie N.-B. à Chatham (Nouveau-Brunswick) où il sera éprouvé dans deux chaudières (12,5 MW et 20 MW). Un total de 6000 tonnes de boue de charbon et d'eau feront l'objet d'un brûlage d'essai de juin à septembre.

B. TAXATION

Dans le budget de 1983, la taxe provinciale sur l'essence à moteur a été majorée de 16 à 20 pour cent, tandis que la taxe sur le diesel a été maintenue à 23 pour cent. Les nouveaux taux d'imposition sur les combustibles pour juillet 1983 apparaissent dans le tableau I-7.

TABLEAU I–7. TAXE PROVINCIALE SUR LES COMBUSTIBLES

Combustible	Taux d'imposition %	Montant de la taxe ¢ le litre
Essence		
ordinaire ..	20	8,1
sans plomb	20	8,5
super	20	8,7
Diesel	23	9,1
Propane	13	4
Carburant de locomotives	10	4
Carburant d'aviation	3	1,8

C. ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES

a. Programmes subventionnés exclusivement par la province.

La province a continué de subventionner et d'administrer son Programme d'emprunt pour la conservation domestique d'énergie destiné à offrir aux propriétaires de maisons des prêts à un taux d'intérêt peu élevé (7½%). En 1982, 3353 autres prêts, totalisant une valeur de 2 780 321 $ ont été accordés, portant ainsi la valeur cumulative des prêts à 18 312 524 $ depuis le début du programme en 1977.

L'Université du Nouveau-Brunswick a poursuivi ses travaux relatifs au Programme de relevé des radiations solaires afin d'élaborer et de mettre en place un réseau de postes de contrôle destinés à recueillir des données sur les radiations solaires. Un nouveau poste, installé à Fredericton, est venu s'ajouter à ceux de St. Andrews et Campbellton. De plus, les appareils enregistreurs ont encore été améliorés, de même que le transfert automatique de données brutes à la mémoire de l'ordinateur pour qu'elles soient traitées afin que l'utilisateur puisse les consulter facilement.

Le Programme de subvention aux propriétaires pour économiser l'énergie à l'intention des personnes désirant se construire une nouvelle maison conforme aux exigences établies par la S.H.N.-B. relativement aux économies d'énergie s'est terminé à la fin de l'année financière 1983.

b. Programmes conjoints des gouvernements fédéral et provincial.

En janvier 1980, la province du Nouveau-Brunswick et le gouvernement fédéral ont signé l'entente Canada-Nouveau-Brunswick sur la démonstration des économies d'énergie et les énergies renouvelables (DEEER). Cette entente, qui sera en vigueur jusqu'à la fin mars 1984, prévoit des subventions pour la mise au point, la démonstration et la commercialisation des techniques relatives à l'économie de l'énergie et à l'utilisation des énergies renouvelables. Le gouvernement fédéral fournira 9 millions de dollars pour couvrir le coût de ce programme et la contribution de la province sera de 2,25 millions, soit un investissement total de 11,25 millions.

Le programme DEEER a été conçu en partie pour combler l'écart entre les travaux de recherche et d'instauration de technologies prometteuses. Les objectifs clés de ce programme sont entre autres de sensibiliser le public aux possibilités d'économie de l'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables, de créer de nouveaux emplois dans les nouvelles industries ainsi que celles déjà en place et de favoriser le transfert d'information entre les projets de démonstration et les utilisateurs éventuels des technologies.

À la fin juin 1983, le Nouveau-Brunswick avait approuvé 54 programmes de grande envergure et fourni un total de 8 millions de dollars en subventions dans le cadre du programme DEEER.

En plus de faire la démonstration d'une grande variété de technologies d'économie d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables, le programme DEEER du Nouveau-Brunswick a surtout subventionné des projets en matière d'énergie forestière, de récupération de la chaleur et de réfection à haute efficacité énergétique. Outre les projets de grande envergure, plus de 75 petits projets (c'est-à-dire des projets nécessitant une subvention inférieure à 10 000 $) totalisant plus de 450 000 $ ont été approuvés dans toute la province.

Plusieurs projets de démonstration réalisés au Nouveau-Brunswick ont déjà abouti à l'adoption de technologies. Par exemple, un projet d'aquaculture basé

sur l'utilisation de l'eau chaude résiduaire provenant d'une centrale nucléaire a engendré un projet témoin semblable à Prince Albert en Saskatchewan; une démonstration relative au recyclage de l'asphalte a donné naissance à au moins une demi douzaine d'entreprises du même genre dans les Maritimes; et suite à la mise sur pied d'un projet de démonstration, Connors' Brothers est en train de remplacer du mazout "C" par de l'huile de poisson dans son usine d'emballage de poissons de Terre-Neuve.

Le transfert de technologies est un élément vital pour chaque projet de démonstration. On accorde de plus en plus d'importance à la diffusion des résultats du rendement obtenu lors des divers projets de démonstration. Des rapports finals, des brochures, des expositions, des présentations audiovisuelles ainsi que des colloques et des ateliers sont prévus pour assurer l'efficacité du transfert de l'information et maximiser l'effet du programme DEEER au Nouveau-Brunswick et partout au Canada.

D. PUBLICATIONS

Le Secrétariat à l'énergie du Nouveau-Brunswick a préparé un bon nombre de publications visant à aider la population à mieux comprendre les questions énergétiques. Certaines de ces publications sont le produit de notre programme de recherche en cours et d'autres sont reliées au programme DEEER.

- ***Statistiques énergétiques du Nouveau-Brunswick, 1973-1979***
- ***Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick (annuelle)***
- ***Le point sur l'énergie (annuelle)***
- ***Étude sur l'utilisation résidentielle du bois de chauffage***
- ***L'A B C des copeaux de bois***
- ***L'A B C de la sciure de bois***
- ***Chauffage aux copeaux de bois pour les habitations et autres petits bâtiments***
- ***L'économie: un rapport relatif au programme de conservation d'énergie du ministère de l'Éducation du Nouveau-Brunswick***
- ***Brochures relatives à divers projets entrepris dans le cadre du programme DEEER.***

TABLEAU I–8. QUELQUES PROJETS RÉALISÉS DANS LE CADRE DU PROGRAMME DEEER AU NOUVEAU-BRUNSWICK

	Projet et emplacement	Description
1. **Énergie forestière**		
Brûleur aux copeaux de bois	Brookdale Nurseries, Newcastle	Construction et installation d'un système d'alimentation automatique en combustible et de matériel de combustion afin de chauffer une serre commerciale à l'aide de copeaux de bois.
Ramassage et distribution de copeaux de bois	Department de foresterie, Université du Nouveau-Brunswick, Fredericton	Démonstration des économies d'énergie réalisables et de diverses méthodes permettant de sécher et de distribuer des copeaux de bois qui serviront de combustible.
Systèmes de chauffage alimentés aux copeaux de bois	Fredericton et Bristol	Construction et branchement de cinq chargeurs automatiques de copeaux à commande thermostatique aux calorifères au mazout en place.
Chaudière aux déchets de coupe de l'Université du Nouveau-Brunswick	Université du Nouveau-Brunswick, Fredericton	Installation d'une chaudière aux déchets de coupe destinée à brûler de l'écorce déchiquetée provenant d'une scierie et des déchets de coupe obtenus en vertu de contrats à long terme avec les scieries de la région.
2. **Réfection énergétique**		
Réfection à efficacité énergétique d'un établissement d'enseignement	Université Mount Allison, Sackville	Installation d'un matériel de récupération de la chaleur, isolation et

		installation d'un système central d'automatisation de la climatisation des bâtiments reliés à des micro-ordinateurs. La réfection comprend également l'apport de modifications aux systèmes de ventilation, d'éclairage et d'eau chaude et d'eau froide.
Réfection d'une coopérative d'habitation	Housing Alternatives, Saint-Jean	Nouvelle isolation du toit et des murs, scellage de coupe-vapeur, installation de fenêtres à double vitre, pose de portes à haute efficacité énergétique et installation d'un système d'éclairage et de chauffe-eau.
Réfection de centres sportifs(3)	Riverview, Saint-Léonard et Lamèque	Installation d'un système de récupération de la chaleur et d'un système d'éclairage à haute efficacité énergétique dans trois des 84 centres sportifs de la province.
3. **Récupération de la chaleur**		
Aquaculture par récupération de chaleur	Centrale électrique de Grand Lake	Accélération de la reproduction et de l'élevage de la truite et du saumon en utilisant l'eau chaude résiduaire provenant d'une centrale électrique au charbon.
Récupération de la chaleur	Jiffy Products Ltd., Shippagan	Installation d'un système de récupération de chaleur permettant de recycler l'air chaud d'échappement dans une usine de fabrication de godets en tourbe.
Chauffage d'une serre par la toiture	Centrale électrique de Grand Lake	Utilisation de l'eau chaude résiduaire provenant d'une centrale électrique et déversement de cette eau sur la surface extérieure d'une serre de ¼ d'acre.
4. **Économies**		
Recyclage d'asphalte		Récupération de l'asphalte sur 7,5 km de la route entre McGivney et Astle et travaux visant à refaire la surface en utilisant de l'asphalte recyclé à 50%.
Système de propulsion à tuyères	Caraquet	Installation d'un système de propulsion à tuyères sur un chalutier de bois afin de réduire sa consommation de combustible pendant le dragage.
Système intégré de contrôle d'énergie	Connors Brothers Ltd., Black's Harbour	Installation de divers appareils de récupération de la chaleur, d'un appareil de commande industriel programmable et d'autre matériel d'économie de l'énergie dans une usine de sardines.
Combustion à l'huile de poisson	Connors Brothers Ltd., Black's Harbour	Modification des brûleurs en place et essais de combustion de divers mélanges d'huile de poisson afin d'en trouver un pour remplacer le mazout "C".

PARTIE II
STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1981 et 1982

A. Résumé

En raison de la forte diminution enregistrée dans l'utilisation des dérivés du pétrole raffiné, la consommation d'énergie primaire au Nouveau-Brunswick a accusé un déclin d'environ 10 % en 1982, passant de 214 074 térajoules (TJ) à 192 860 TJ (ou de 34 982 barils équivalent pétrole (BEP) à 31 515 BEP). Au Niveau de l'usage final, la consommation d'énergie a baissé pour la troisième année consécutive, et en 1982, elle a atteint 82 % de la consommation de 1979. La consommation d'energie par personne a également eu tendance à baisser, chutant de 52,9 BEP en 1979 à 45 BEP en 1982. La consommation d'énergie brute par 1 000 $ de débit réel est descendue sous le repère de 15 BEP pour la première fois au cours de la dernière décennie.

La plus grosse part de cette consommation totale d'énergie a été assurée par des sources d'énergie non renouvelable qui ont représenté 77,8 % en 1982. Les sources d'énergie renouvelable (énergie hydroélectrique, bois et déchets de coupe) ont assuré 22,2 pour cent des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick en 1982.

La ventilation de cette consommation a changé considérablement au cours des trois dernières années. La part relative de l'énergie hydroélectrique, du bois et des résidus du bois, du charbon et du gaz naturel a sensiblement augmenté; en conséquence, la part des produits du pétrole raffiné est tombée de 77,3 % en 1979 à 68,7 % en 1982.

La ventilation de la consommation d'énergie en matière d'utilisation finale a également changé considérablement. Entre 1979 et 1982, la part des dérivés du pétrole raffiné est tombée de 68,5 % à 60 %, tandis que la part relative du bois et des déchets de bois ainsi que de l'énergie électrique a augmenté de 9,5 % et 20,7 % respectivement à 11,6 % et 27,1 %.

TABLEAU II–1. CONSOMMATION* D'ÉNERGIE DE 1973 À 1982

Année	Population	Consommation d'énergie				Consommation d'énergie par habitant				Consommation d'énergie par millier de dollars du PIB réel			
		Énergie Brute		Énergie Nette		Énergie Brute		Énergie Nette		Énergie Brute		Énergie Nette	
		TJ	000s BEP	TJ	000s BEP	TJ	BEP	TJ	BEP	TJ	BEP	TJ	BEP
1973	647 100	184 801	30 198	172 673	28 216	.2856	46.7	.2868	43.6	.0987	16.1	.0922	15.1
1974	653 600	200 980	32 842	186 998	30 557	.3075	50.2	.2861	46.8	.1010	16.5	.0939	15.4
1975	665 200	191 973	31 370	176 653	28 867	.2886	47.2	.2656	43.4	.0921	15.1	.0847	13.8
1976	677 250	203 014	33 174	188 734	30 841	.2998	49.0	.2788	45.6	.0960	15.7	.0892	14.6
1977	684 200	204 680	33 448	187 537	30 645	.2992	48.9	.2741	44.8	.0962	15.7	.0882	14.4
1978	689 100	212 112	34 661	189 245	30 924	.3078	50.3	.2746	44.9	.0959	15.7	.0856	14.0
1979	692 500	224 219	36 639	206 017	33 665	.3238	52.9	.2975	48.6	.0899	14.7	.0826	13.5
1980	696 300	228 865	37 399	204 512	33 419	.3287	53.7	.2937	48.0	.1011	16.5	.0903	14.8
1981	696 400	214 074	34 982	193 673	31 648	.3074	50.2	.2781	45.4	.0919	15.0	.0831	13.6
1982	700 900	192 860	31 515	169 390	27 680	.2752	45.0	.2417	39.5	.0871	14.2	.0765	12.5

* Usage énergétique total

FIG. II-1. CONSOMMATION D'ÉNERGIE DE 1973 À 1982
Barils Equivalent Pétrole (BEP)

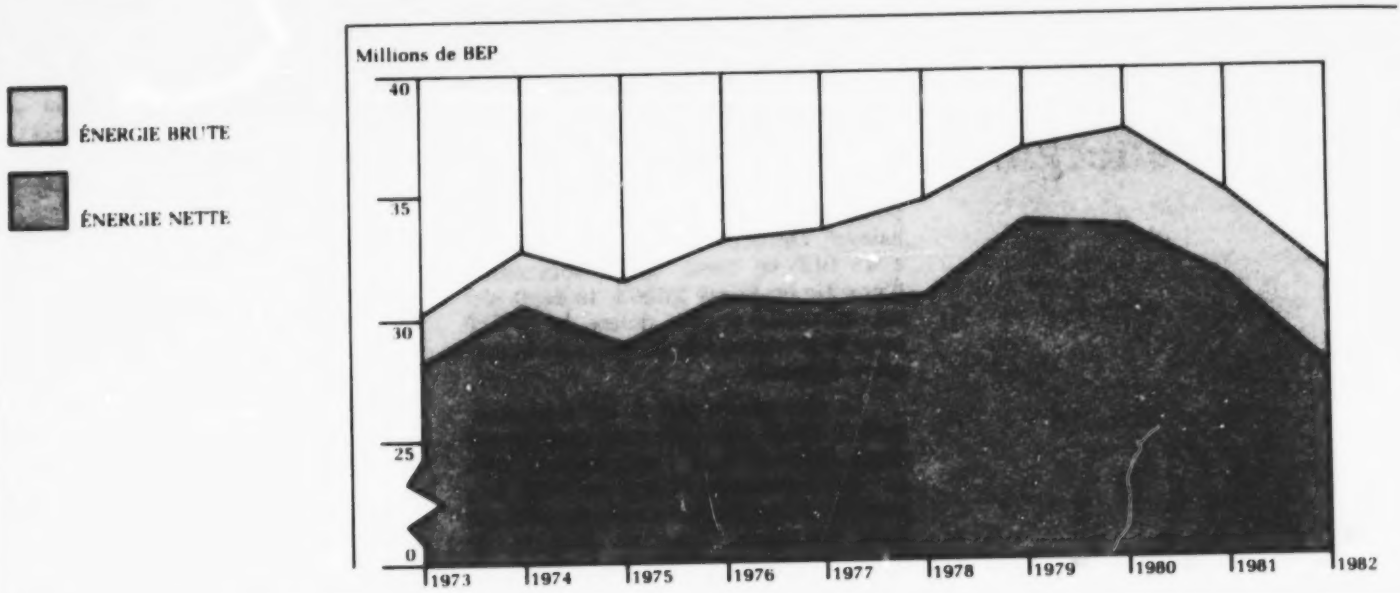


FIG. II-2. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1982

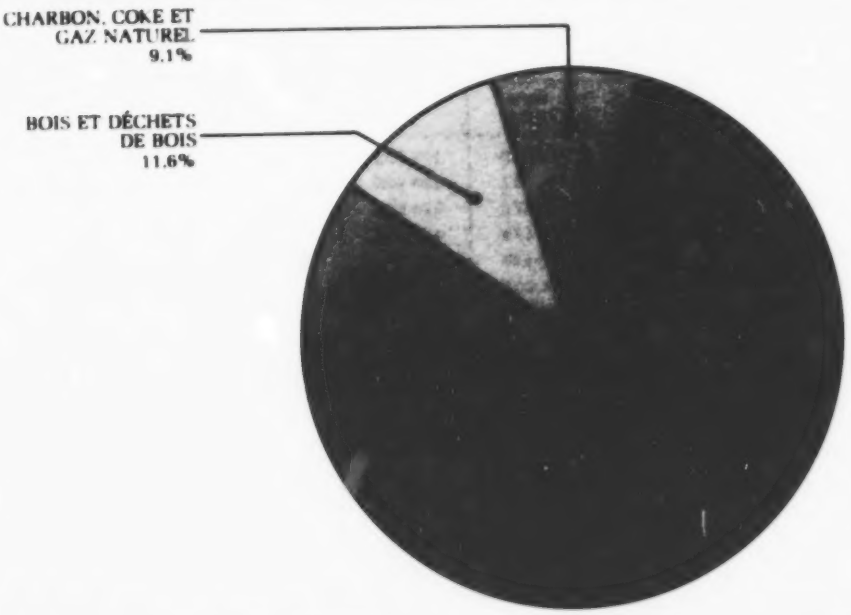
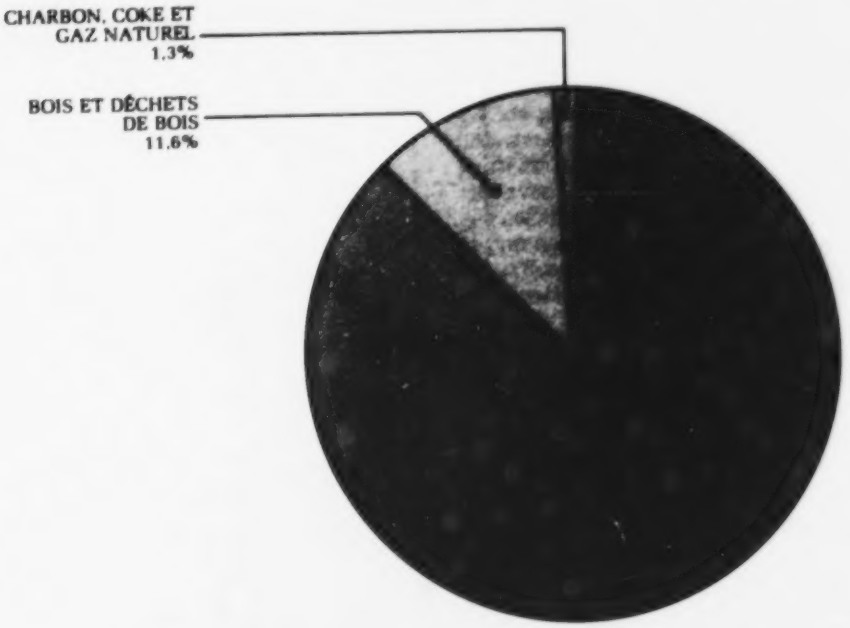


FIG. II-3. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNÉRGIE EN FONCTION DE L'USAGE FINAL EN 1982

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

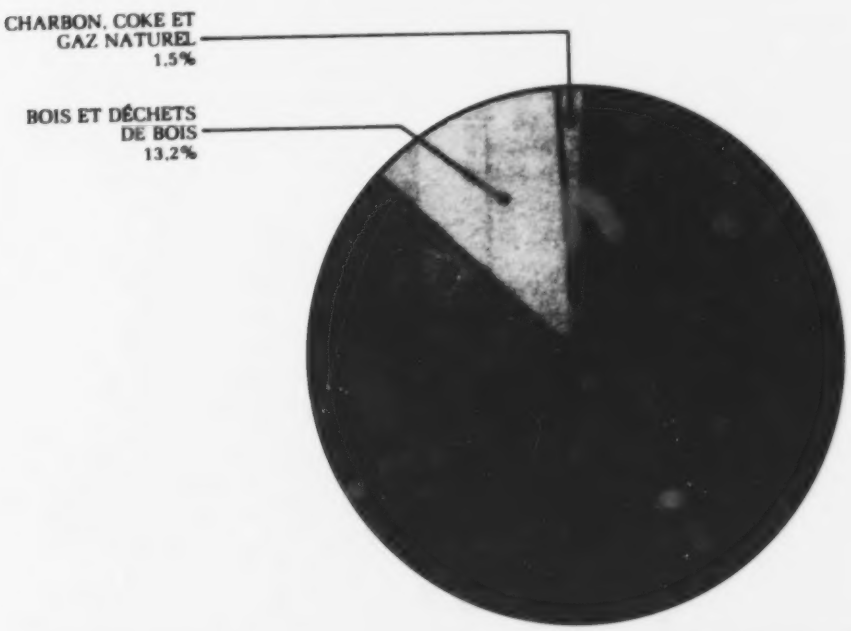
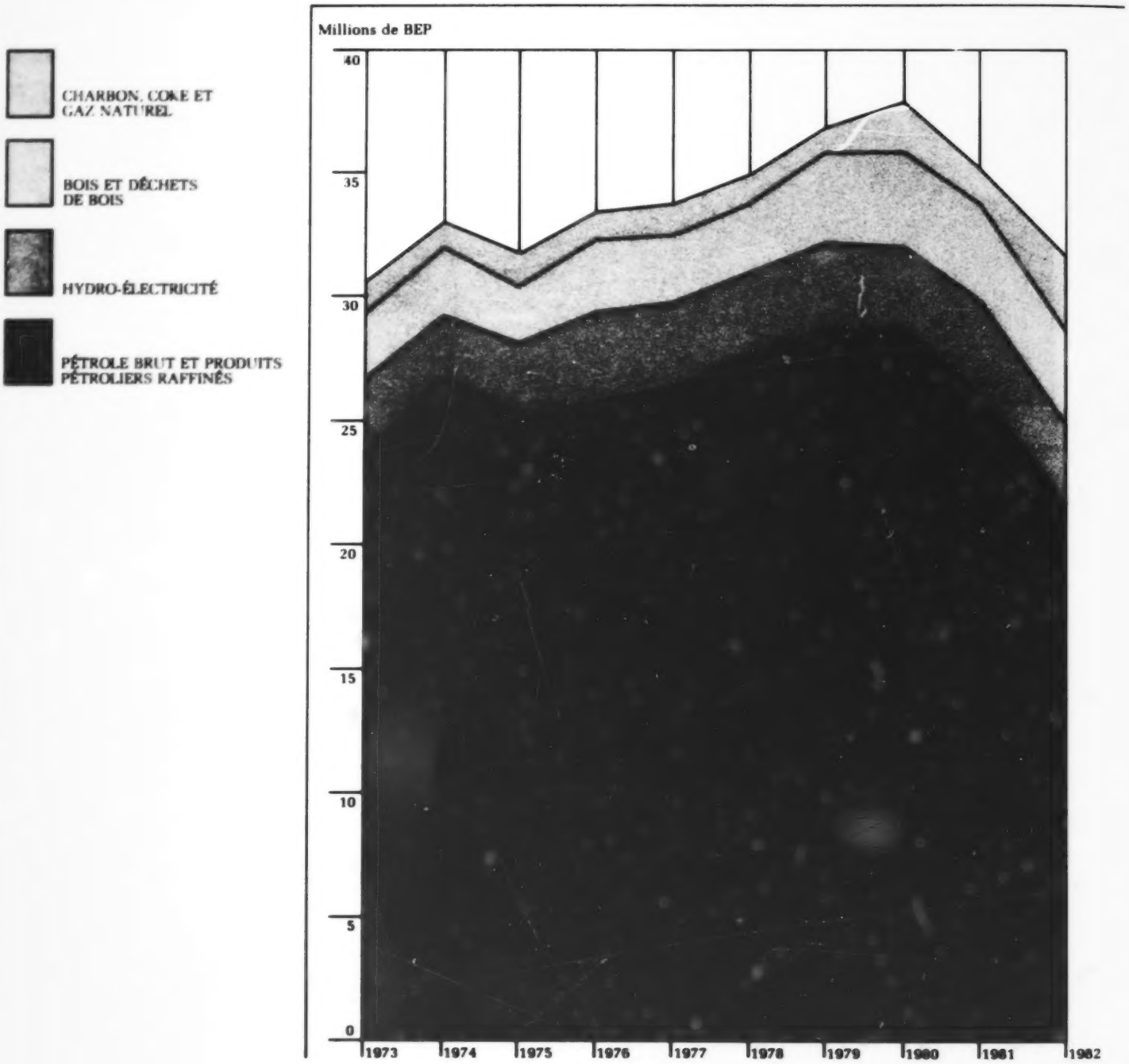


FIG. II-4. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE DE 1973 À 1982
(Énergie brute en barils equivalent pétrole)



b. Sommaire sur la Production d'énergie

La production d'énergie au Nouveau-Brunswick a diminué de 13,6 % en 1982, passent ainsi de 9,4 millions de BEP en 1981 à 8,1 millions de BEP principalement en raison de la baisse du débit des eaux produisant l'hydroélectricité et de la diminution de l'activité économique de l'industrie des pâtes et papiers.

En termes de contenu énergétique primaire, la production énergétique de la province a été assurée pour la plus grande part par le bois et les résidus du bois avec une part de 48,9 %, suivie par le charbon avec 28,1 % et l'hydroélectricité avec 22,8 % (la part du pétrole et du gaz naturel est presque nulle). Toutefois, si l'on tient compte des différences entre les efficacités de conversion, la part de l'hydroélectricité augmente à 35 %, tandis que celle du charbon tombent à 17,8% et que celle du bois et des résidus du bois tombent à 47%.

c. Autosuffisance énergétique

En 1982, le Nouveau-Brunswick a réalisé son autosuffisance énergétique en matière de gaz naturel et de bois (c'est-à-dire qu'il a produit tout ce qu'il a consommé) et il a produit un excédent de résidus du bois.

En 1982, la production totale d'énergie du Nouveau-Brunswick a permis d'assurer prés du quart des besoins énergétiques de cette province.

FIG. II-5. RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE PRIMAIRE D'ÉNERGIE DE 1973 À 1982
Barils équivalent pétrole (BEP)

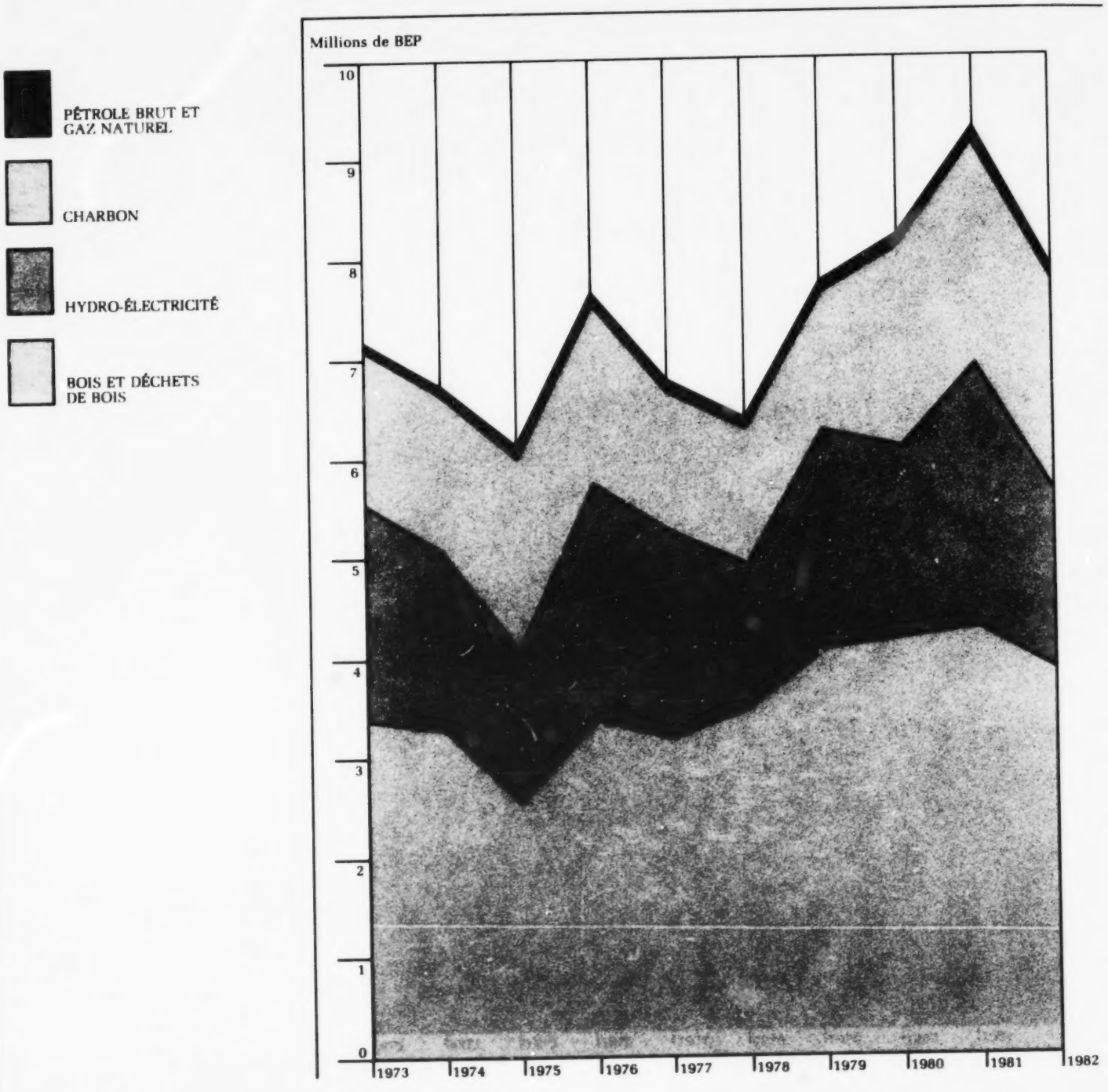
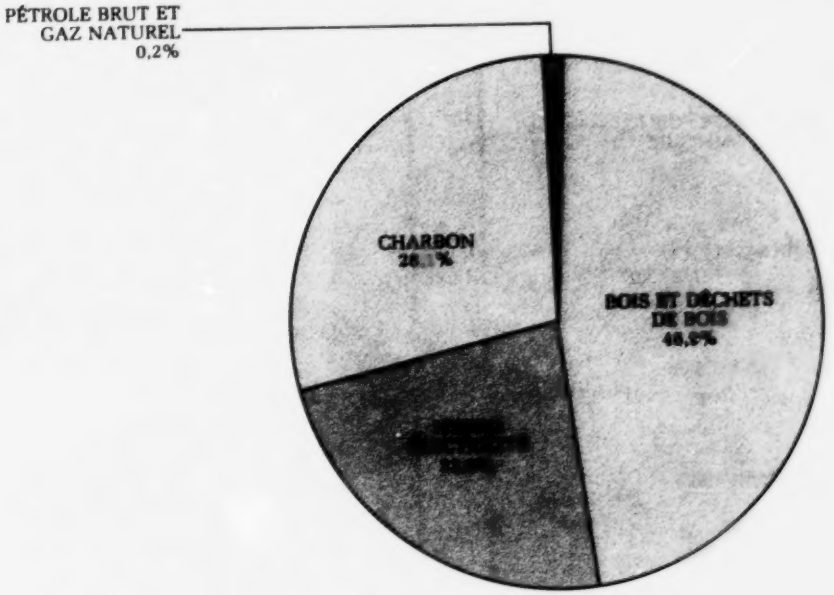


FIG. II-6. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1982



d. Autres aspects de la consommation d'énergie

Consommation d'énergie par secteur. La consommation totale d'énergie par secteur économique majeur a connu peu de changements en 1982. Sur une base énergétique brute, la part du secteur industriel a baissé de 45,7 % à 43,4 % en 1980. Tous les autres secteurs ont enregistré une légère hausse. C'est celui des transports qui a connu la hausse la plus importante en passant de 25,4 % à 28,1 %.

Consommation des produits du pétrole raffiné. La consommation de dérivés du pétrole raffiné a continué de fléchir pour la troisiéme année consécutive. La consommation de tous les produits majeurs a accusé une grande baisse, le mazout lourd venant en tête (–11,7 %), suivi par le mazout de chauffage (–8 %) et l'essence pour moteurs (–7,8 %). L'utilisation totale des produits du pétrole raffiné en 1982 a diminué de 13,5 %.

Grâce à une combinaison d'activités visant à supplanter le pétrole, le Nouveau-Brunswick a réussi en 1982 à ramener sa consommation de pétrole à près de 74 % de son niveau record atteint en 1979.

FIG. II-7. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS DE 1973 À 1981
(Energie Brute en barils équivalent pétrole)

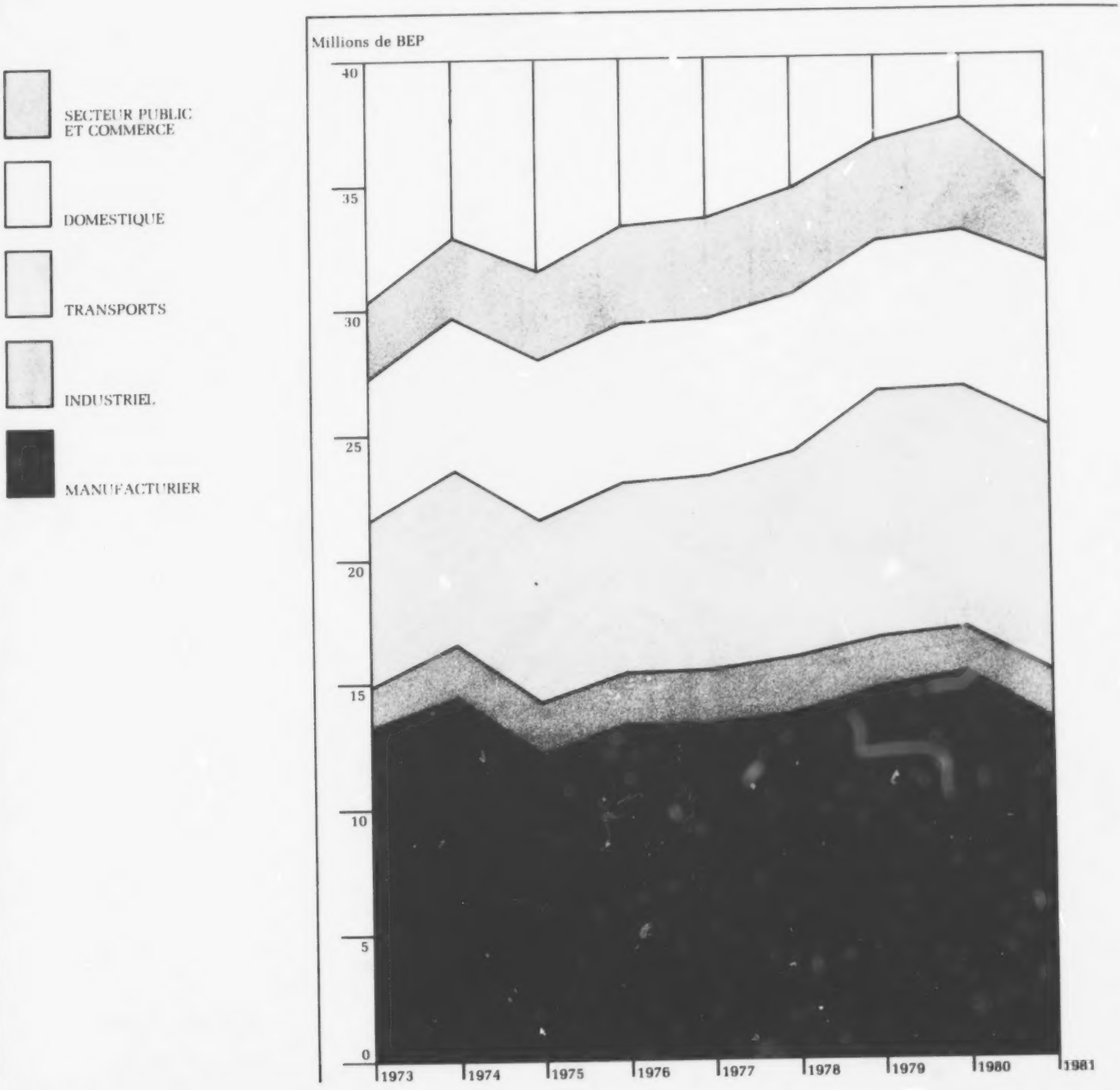
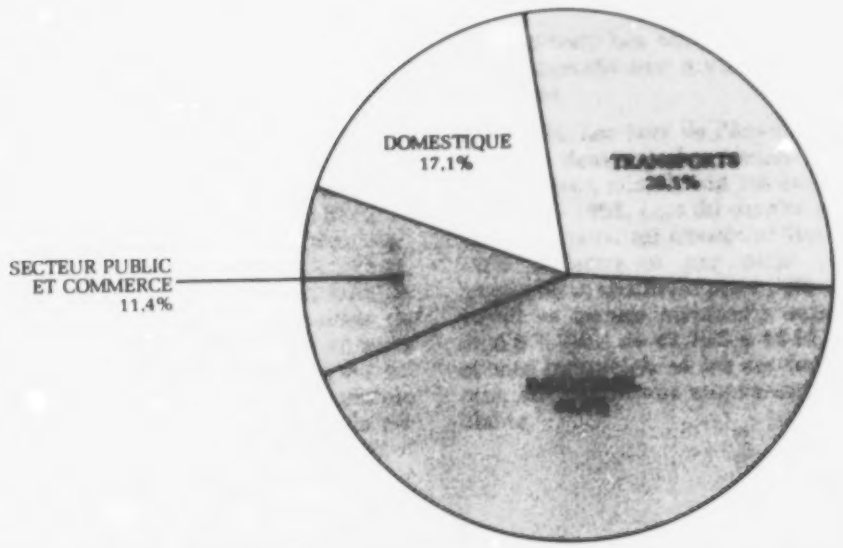


FIG. II-8. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS EN 1981

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

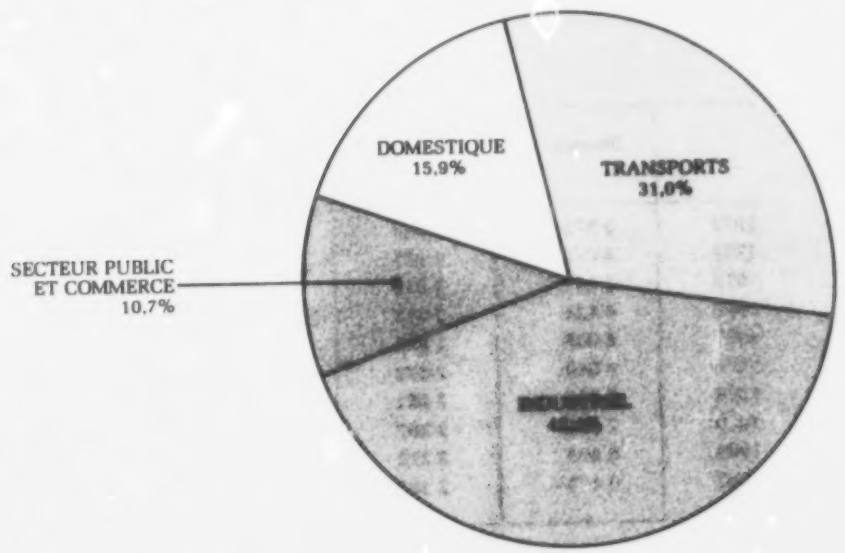
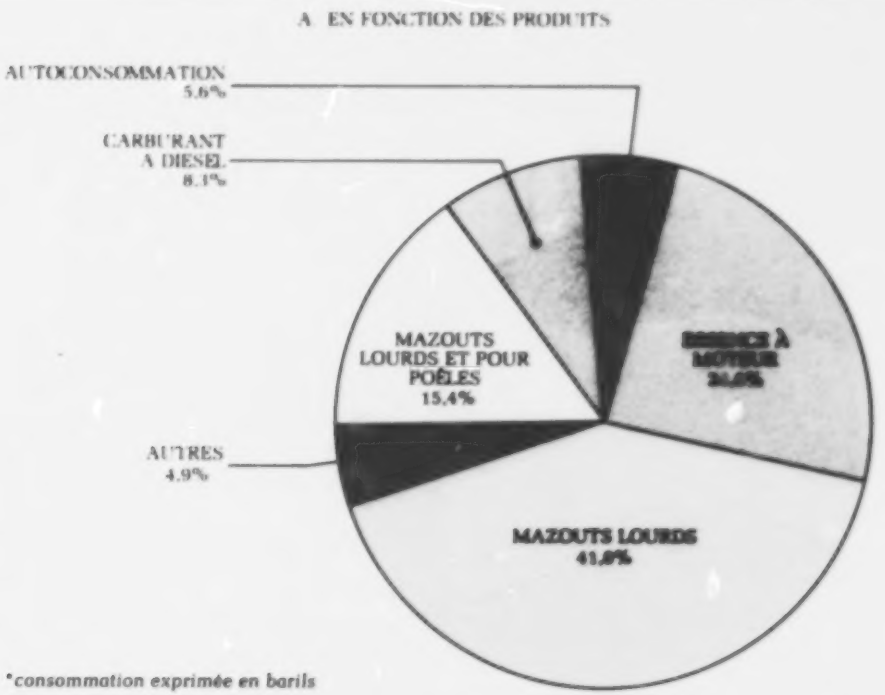


FIG. II-9. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION* DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS EN FONCTION DES PRODUITS EN 1982



*consommation exprimée en barils

TABLEAU II–2. CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLEIRS RAFFINÉS PAR PRODUIT MAJEUR, 1973-1982*

Milliers de barils

	Essence	Diesel	Carburant Aviation	Mazouts légers et Pour poêle	Mazouts lourds	Other produits**	Total
1973	5 572	1 583	223	6 141	10 481	3 096	27 096
1974	6 012	1 871	249	6 212	10 872	3 471	28 687
1975	6 443	1 918	350	6 126	8 853	3 259	26 949
1976	6 424	1 917	407	6 443	10 431	3 366	28 988
1977	6 605	1 949	362	5 871	13 230	3 721	31 738
1978	6 949	2 072	347	5 473	13 625	4 136	32 602
1979	7 254	2 281	340	5 185	15 126	4 960	35 146
1980	7 306	2 267	341	4 881	15 303	4 901	34 999
1981	6 993	2 272	347	4 369	12 076	4 003	30 060
1982	6 446	2 163	317	4 018	10 663	2 398	26 005

*Comprend les produits pétroliers utilisés dans la production d'électricité à des fins d'exportation.

**Comprend les produits pétroliers utilisés par l'industrie du raffinage.

e. Prix

Pétrole brut. Après avoir augmenté rapidement pour la seconde fois en mois d'une décennie, les prix internationaux du pétrole ont baissé considérablement en 1982-1983. Le niveau repère du prix du pétrole des pays de l'OPEP, qui avait atteint un niveau record de 36 $ américains le baril en janvier 1982, est descendu à 34 $ américains le baril en octobre 1982 et à 29 $ américains le baril en mars 1983. Le coût du pétrole brut importé au Canada a également diminué, accusant une baisse de près de 20 % en passant de 42,86 $ le baril en janvier 1981 à 34,58 $ le baril en mars 1983. Toutefois, le prix du pétrole domestique a continué à grimper, conformément à l'entente entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta. Au cours de la période entre janvier 1981 et mars 1983, le prix du pétrole brut naturel (à Montréal) a augmenté de 18,99 $ le baril à 29,60 $ le baril; pendant la même période, le prix combiné a connu une hausse de 46 %, atteignant 36,28 $ le baril en mars 1983. Par conséquent, avant la fin du premier trimestre de 1983, le pétrole brut naturel était évalué à 85,7 % du pétrole importé, et le prix combiné était légèrement supérieur au prix du pétrole importé.

Essence. Le prix de l'essence a suivi l'escalade des prix pondéré (le coût aux raffineries) et accusé une augmentation de 0,39 $ le gallon entre décembre 1981 et mars 1983. Pendant le premier trimestre de 1983, un gallon d'essence ordinaire coûtait 2,15 $ à Saint-Jean.

Mazout de chauffage. Le prix du mazout de chauffage a augmenté de 24,2 % entre décembre 1981 et mars 1983, passant de 1,24 $ à 1,54 $ le gallon.

Charbon. Le prix du charbon extrait dans la province a augmenté de 41,40 $ la tonne courte en 1981 passant à environ 51 $ en 1982.

Gaz naturel. Les taux du gaz naturel sont demeurés aux niveaux établis en avril 1981.

Électricité. Les taux de l'énergie électrique sont demeurés les mêmes pendant près de deux ans. Ils ont été augmentés le 14 avril 1983. Lors du dernier rajustement des taux, un citadin utilisant 700 kWh d'électricité par mois (usager moyen ne se chauffant pas à l'électricité) voyait sa facture mensuelle augmenter de 8,8 % (soit de 42,20 $ à 45,91 $). Les clients industriels et les services généraux ont connu une augmentation semblable.

TABLEAU II–3. PRIX MOYEN AU DÉTAIL DE L'ESSENCE ORDINAIRE ET DU MAZOUT DE CHAUFFAGE, 1979–83 (SAINT-JEAN)

Année et mois	Essence à Moteur		Mazout de Chauffage	
	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre
1979 Janvier	1,00	22,0	,62	13,6
Mars	1,01	22,2	,63	13,9
Juin	1,02	22,4	,63	13,9
Septembre	1,08	23,8	,68	15,0
Decembre	1,11	24,4	,70	15,4
1980 Janvier	1,11	24,4	,70	15,4
Mars	1,15	25,3	,74	16,3
Juin	1,16	25,5	,74	16,3
Septembre	1,20	26,4	,78	17,2
Decembre	1,30	28,6	,87	19,1
1981 Janvier	1,39	30,6	,96	21,1
Mars	1,50	33,0	1,04	22,9
Juin	1,63	35,8	1,15	25,3
Septembre	1,74	38,3	1,22	26,8
Decembre	1,76	38,7	1,24	27,3
1982 Janvier	1,76	38,8	1,24	27,3
Mars	1,89	41,6	1,35	29,8
Juin	1,91	42,1	1,35	29,8
Septembre	2,03	44,7	1,46	32,1
Decembre	2,06	45,3	1,46	32,2
1983 Janvier	2,00	43,9	1,40	30,7
Mars	2,15	47,2	1,53	33,6
Juin	2,23	49,0	1,53	36,6

TABLEAU II–4. TARIFS DU GAZ NATUREL DE 1979 À 1983

	1979*	1er avril 1980	1er avril 1981**
¢ par therm[a], basé sur la consommation mensuelle			
10 premières therms	60***	66****	66****
40 therms suivantes	50	55	55
50 therms suivantes	40	45	
300 therms suivantes	35		52
		37,5	
500 therms suivantes	28		

* À compter du 1er juin 1978.

** Ne s'applique qu'aux clients commerciaux. Les clients résidentiels payent les tarifs 1980.

*** Montant minimal: 3,00 $ par mois.

**** Montant minimal: 4,00 $ par mois.

[a] Un therm égale 100 000 Btu. Le therm est l'unité calorifique que la Commission des entreprises de service public utilise traditionnellement pour établir les prix du gaz naturel.

TABLEAU II–5. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION DOMESTIQUE DE 1979 À 1983

	CITÉS				RÉGIONS RURALES			
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983
Redevance d'abonnement								
$ par mois	6,00	6,90	7,90	8,60	7,00	7,90	8,90	9,70
Tarif d'électricité								
¢ par kWh								
700 premiers kWh	4,20	4,52	4,90	5,33	4,20	4,52	4,90	5,33
kWh Au-delà	3,20	3,36	3,53	3,84	3,20	3,36	3,53	3,84

TABLEAU II–6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ D'USAGE GÉNÉRAL DE 1979 À 1983

	USAGE GÉNÉRAL				USAGE GÉNÉRAL – TOUT-ÉLECTRIQUE			
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	14 avril 1983
Redevance d'abonnement								
$ par mois	5,60	6,90	7,90	8,60	5,60	6,90	7,90	8,60
Tarif mensuel de puissance								
$ par kW								
20 premiers kW	—	—	—	—				
kW au-delà	5,35	5,72	6,25	6,77				
Tarif d'électricité								
¢ par kWh								
1 500 premiers kWh					6,15**			
4 500 kWh suivants					5,17			
kWh au-delà					3,75			
5 000 premiers kWh	5,75	6,16	6,87	7,47		6,16	6,87	7,47
5 000 kWh suivants	3,75	4,02	4,34	4,71		4,42	4,95	5,39
kWh au-delà	3,75	4,02	4,34	4,71		4,14	4,64	5,08

* Frais mensuels minimum de 28,60 $

TABLEAU II–7. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1983

petites industries

	12 avril 1979	1er mai 1980	1er mai 1981	14 avril 1983
Tarif mensuel de puissance				
$ par kW	2,60*	2,93*	3,24	3,53
Tarif d'électricité				
¢ par kWh				
100 premiers kWh – par kW	5,28	5,64	6,24	6,79
kWh Au-delà	2,48	2,65	2,93	3,19

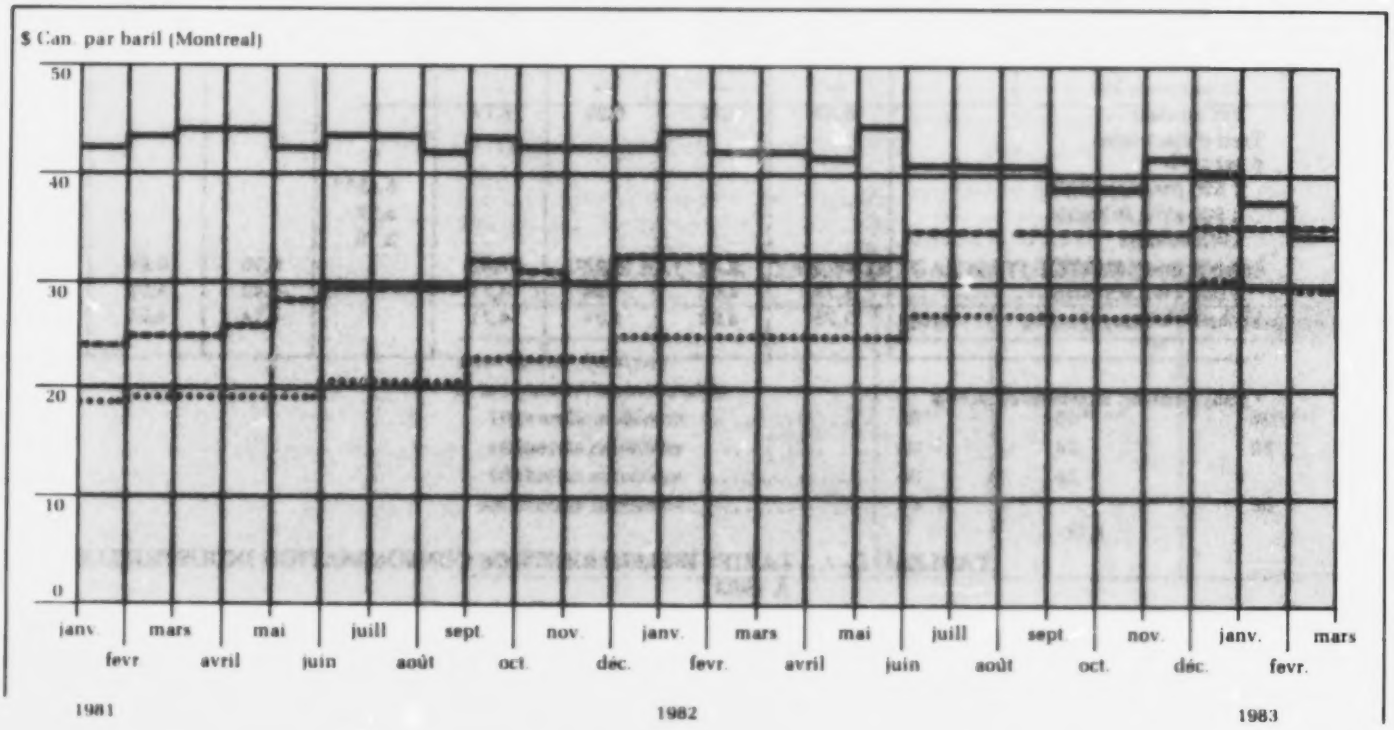
* Par kW de consommation facturée

TABLEAU II–8. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1983

(grandes industries)

	12 avril 1979	1er mai 1980	1er mai 1981	14 avril 1983
Tarif mensuel de puissance $ par kW				
2 500 premiers kW	6.01	6.19	6.85	7.45
5 000 kW suivants	5.46	6.03	6.67	7.26
kW Au-delà	4.80	5.64	6.24	6.79
Tarif d'électricité ¢ par kWh				
900 000 premiers kWh	2.24	2.29	2.53	2.75
1 800 000 kWh suivants	2.01	2.18	2.41	2.62
kWh Au-delà	1.85	1.95	2.16	2.35

FIG. II-10. PRIX DU PÉTROLE CANADIEN ET DU PÉTROLE IMPORTÉ
Debut janvier 1981 à fin mars 1983



····· **Brut Canadien**
(prix à la tete de puits)
Augmentation, debut janvier 1981
à fin mars 1983, $10.66 ou 56.1%

– – – – – **Prix Combiné**
Augmentation, debut janvier 1981
à fin mars 1983
$11.13 ou 46.3%

——— **Brut importé**
(prix moyen rendu à Montreal)
Diminution, debut janvier 1981
à fin mars 1983, -$8.28 ou -19.3%

B. Bilans Énergétiques
1981 et 1982

TABLEAU II–9 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1981 Énergie brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	2	571 376	71 936	377	1 864	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Importations	43 500	40 092	—	—	—	—	—	3 407	51	—	—	51
Exportations	—	—	—	—	—	1 187	—	16 114	2 068	—	—	3 255
Transferts nets inter-régions	—	52 481	—	—	—	3 721	—	-2 833	-677	—	—	3 044
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	-2 100	2 307	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total disponible	45 602	661 642	67 521	377	1 665	5 824	—	30 060	2 516	—	—	8 340
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	564 000	—	—	—	—	—	6 285	—	—	—	—
Disponibilité	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	23 775	2 516	—	—	8 340
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	900	—	—	—	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	22 875	2 516	—	—	8 340
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	193	—	2 739	272	—	—	465
Écoulement final	2	96 642	67 521	377	1 665	5 631	—	20 136	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12	14 284	73	6 628	19 120	16 430	56 547	279 055	55 870	334 925	—	72 300
Importations	266 204	1 002	—	—	—	—	267 206	21 027	522	21 549	288 755	522
Exportations	—	—	—	—	—	5 033	5 033	99 453	21 149	120 602	125 635	26 182
Transferts nets inter-régions	—	1 312	—	—	—	15 777	17 089	-15 104	-6 924	-22 028	-4 939	8 853
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	-12 851	58	5	—	2 348	2 480	-7 960	—	2 587	2 587	-5 373	5 068
Total disponible	279 067	16 541	69	6 628	16 772	24 694	343 770	185 525	25 731	211 256	—	50 425
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	279 055	—	—	—	—	—	279 055	—	—	—	—	—
Électricité	—	14 100	—	—	—	—	14 100	41 648	—	41 648	55 748	—
Disponibilité	12	2 441	69	6 628	16 772	24 694	50 615	143 877	25 731	169 608	220 223	50 425
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149	6 149	—
Usage énergétique total	12	2 441	69	6 628	16 772	24 694	50 615	137 728	25 731	163 459	214 074	50 425
Autoconsommation	—	25	—	—	—	818	843	16 492	2 782	19 274	20 117	3 600
Écoulement final	12	2 416	69	6 628	16 772	23 875	49 772	121 236	22 949	144 185	193 957	46 825

TABLEAU II–10 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1981 Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	2	571 376	71 936	377	1 864	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Importations	43 500	40 092	—	—	—	—	—	3 407	51	—	—	51
Exportations	—	—	—	—	—	1 187	—	16 114	2 068	—	—	3 255
Transferts nets inter-régions	—	52 481	—	—	—	3 721	—	-2 833	-677	—	—	3 044
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	-2 100	2 307	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total disponible	45 602	661 642	67 521	377	1 665	5 824	—	30 060	2 516	—	—	8 340
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	564 000	—	—	—	—	—	6 285	—	—	—	—
Disponibilité	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	23 775	2 516	—	—	8 340
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	900	—	—	—	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	377	1 665	5 824	—	22 875	2 516	—	—	8 340
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	193	—	2 739	272	—	—	465
Écoulement final	2	96 642	67 521	377	1 665	5 631	—	20 136	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12	14 284	73	6 628	19 120	13 950	54 067	279 055	19 667	298 722	—	33 617
Importations	266 204	1 002	—	—	—	—	267 206	21 027	184	21 211	288 417	184
Exportations	—	—	—	—	—	4 273	4 273	99 453	7 445	106 898	111 171	11 718
Transferts nets inter-régions	—	1 312	—	—	—	13 396	14 708	-15 104	-2 437	-17 541	-2 834	10 958
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	-12 851	58	5	—	2 348	2 106	-8 335	—	911	911	-7 424	3 017
Total disponible	279 067	16 541	69	6 628	16 772	20 966	340 043	185 525	9 058	194 583	—	30 024
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	279 055	—	—	—	—	—	279 055	—	—	—	—	—
Électricité	—	14 100	—	—	—	—	14 100	41 648	—	41 648	55 748	—
Disponibilité	12	2 441	69	6 628	16 772	20 966	46 888	143 877	9 058	152 935	199 822	30 024
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149	6 149	—
Usage énergétique total	12	2 441	69	6 628	16 772	20 966	46 888	137 728	9 058	146 786	193 673	30 024
Autoconsommation	—	25	—	—	—	695	720	16 492	979	17 471	18 191	1 674
Écoulement final	12	2 416	69	6 628	16 772	20 272	46 168	121 236	8 078	129 314	175 482	28 350

TABLEAU II–11 Usage énergétique par secteur 1981

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (GWH)	TOTAL
Minier*	—	1 000	—	—	—	365	395	—
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	426	206	—
Industries du bois	—	—	—	—	111	130	152	—
Pâtes et papier	—	—	—	—	1 554	2 744	2 541	—
Métalloïdes	2	40 092	—	—	—	237	134	—
Manufacturier – autres	—	36 647	—	—	—	2 987	570	—
Total – manufacturier	2	76 739	—	—	1 665	6 524	3 603	—
Industriel – autres	—	—	—	—	—	654	465	—
Total – industriel	2	77 739	—	—	1 665	7 543	4 463	—
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	7 565	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	—	354	—	—
Aérien	—	—	—	—	—	347	—	—
Maritime	—	—	—	—	—	2 083	—	—
Total – transports	—	—	—	—	—	10 349	—	—
Secteur public et commerce	—	18 903	55 352	1	—	2 365	1 534	—
Domestique	—	1 000	12 169	376	—	2 618	2 343	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	377	1 665	22 875	8 340	—

B. TERAJOULES

Minier*	—	25	—	—	—	2 308	2 388	4 722
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	2 691	1 246	3 937
Industries du bois	—	—	—	—	1 310	796	919	3 025
Pâtes et papier	—	—	—	—	15 462	18 184	15 363	49 009
Métalloïdes	12	1 002	—	—	—	1 466	810	3 290
Manufacturier – autres	—	916	—	—	—	18 029	3 446	22 392
Total – manufacturier	12	1 918	—	—	16 772	41 166	21 784	81 653
Industriel – autres	—	—	—	—	—	3 889	2 811	6 700
Total – industriel	12	1 943	—	—	16 772	47 363	26 984	93 075
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	42 247	—	42 247
Ferroviaire	—	—	—	—	—	2 176	—	2 176
Aérien	—	—	—	—	—	1 972	—	1 972
Maritime	—	—	—	—	—	13 693	—	13 693
Total – transports	—	—	—	—	—	60 088	—	60 088
Secteur public et commerce	—	473	58	18	—	14 491	9 275	24 313
Domestique	—	25	12	6 610	—	15 785	14 166	36 599
Usage énergétique total	12	2 441	69	6 628	16 772	137 728	50 425	214 074

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–12 Usage énergétique par secteur 1981 — Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (GWH)	TOTAL
Minier*	—	1 000	—	—	—	365	395	—
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	426	206	—
Industries du bois	—	—	—	—	111	130	152	—
Pâtes et papier	—	—	—	—	1 554	2 744	2 541	—
Métalloïdes	2	40 092	—	—	—	237	134	—
Manufacturier – autres	—	36 647	—	—	—	2 987	570	—
Total – manufacturier	2	76 739	—	—	1 665	6 524	3 603	—
Industriel – autres	—	—	—	—	—	654	465	—
Total – industriel	2	77 739	—	—	1 665	7 543	4 463	—
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	7 565	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	—	354	—	—
Aérien	—	—	—	—	—	347	—	—
Maritime	—	—	—	—	—	2 083	—	—
Total – transports	—	—	—	—	—	10 349	—	—
Secteur public et commerce	—	18 903	55 352	1	—	2 365	1 534	—
Domestique	—	1 000	12 169	376	—	2 618	2 343	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	377	1 665	22 875	8 340	—

B. TERAJOULES

Minier*	—	25	—	—	—	2 308	1 422	3 755
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	2 691	742	3 433
Industries du bois	—	—	—	—	1 310	796	547	2 653
Pâtes et papier	—	—	—	—	15 462	18 184	9 148	42 793
Métalloïdes	12	1 002	—	—	—	1 466	482	2 963
Manufacturier – autres	—	916	—	—	—	18 029	2 052	20 998
Total – manufacturier	12	1 918	—	—	16 772	41 166	12 971	72 839
Industriel – autres	—	—	—	—	—	3 889	1 674	5 563
Total – industriel	12	1 943	—	—	16 772	47 363	16 067	82 157
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	42 247	—	42 247
Ferroviaire	—	—	—	—	—	2 176	—	2 176
Aérien	—	—	—	—	—	1 972	—	1 972
Maritime	—	—	—	—	—	13 693	—	13 693
Total – transports	—	—	—	—	—	60 088	—	60 088
Secteur public et commerce	—	473	56	18	—	14 491	5 522	20 560
Domestique	—	25	12	6 610	—	15 785	8 435	30 867
Usage énergétique total	12	2 441	69	6 628	16 772	137 728	30 024	193 673

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–13 Consommation de produits pétroliers raffinés en 1981

milliers de barils

	ESSENCE À MOTEUR	CARBURANT DIESEL	CARBURANT AVIATION	MAZOUTS LÉGERS ET MAZOUT POUR POÊLES	MAZOUTS LOURDS	PROPANE ET BUTANE	PRODUITS NON ÉNERGÉTIQUES	TOTAL EXCLUANT L'AUTOCONSOMMATION	TOTAL Y COMPRIS L'AUTOCONSOMMATION
Minier	4	111	—	15	215	20	—	365	365
Manufacturier									
Aliments et boissons	74	7	—	48	287	10	—	426	426
Industries du bois	24	34	—	27	41	4	—	130	130
Pâtes et papier	5	—	—	—	2 736	3	—	2 744	2 744
Métalloïdes	10	25	—	31	142	29	—	237	237
Manufacturier – autres	19	5	—	68	135	21	—	248	2 987
Total – manufacturier	132	71	—	174	3 341	67	—	3 785	6 524
Industriel – autres	201	418	—	30	3	2	—	654	654
Total – industriel	337	600	—	219	3 559	89	—	4 804	7 543
Transports									
Par route	6 656	909	—	—	—	—	—	7 565	7 565
Ferroviaire	—	354	—	—	—	—	—	354	354
Aérien	—	—	347	—	—	—	—	347	347
Maritime	—	248	—	—	1 835	—	—	2 083	2 083
Total	6 656	1 511	347	—	1 835	—	—	10 349	10 349
Secteur public et commerce	—	160	—	1 658	424	123	—	2 365	2 365
Domestique	—	—	—	2 446	20	152	—	2 618	2 618
Écoulement final	6 993	2 271	347	4 323	5 838	364	—	20 136	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	22 875
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	900	—	900
Transformé en électricité	—	1	—	46	6 238	—	—	—	6 285
Consommation totale de P.P.R.	6 993	2 272	347	4 369	12 076	364	900	—	30 060

TERAJOULES

Minier	22	682	—	92	1 426	86	—	2 308	2 308
Manufacturier									
Aliments et boissons	408	43	—	294	1 903	43	—	2 691	2 691
Industries du bois	132	209	—	166	272	17	—	796	796
Pâtes et papier	28	—	—	—	18 143	13	—	18 184	18 184
Métalloïdes	55	154	—	190	942	125	—	1 466	1 466
Autres	105	31	—	417	895	91	—	1 538	18 029
Total	727	436	—	1 067	22 155	289	—	24 675	41 166
Industriel – autres	1 107	2 569	—	184	20	9	—	3 889	3 889
Total – industriel	1 856	3 688	—	1 343	23 601	384	—	30 872	47 363
Transports									
Par route	36 660	5 587	—	—	—	—	—	42 247	42 247
Ferroviaire	—	2 176	—	—	—	—	—	2 176	2 176
Aérien	—	—	1 972	—	—	—	—	1 972	1 972
Maritime	—	1 524	—	—	12 168	—	—	13 693	13 693
Total	36 660	9 288	1 972	—	12 168	—	—	60 088	60 088
Secteur public et commerce	—	983	—	10 165	2 812	531	—	14 491	14 491
Domestique	—	—	—	14 996	133	657	—	15 785	15 785
Écoulement final	38 516	13 959	1 972	26 503	38 714	1 572	—	121 236	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	137 728
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	6 149	—	6 149
Transformé en électricité	—	6	—	282	41 366	—	—	—	41 648
Consommation totale de P.P.R.	38 516	13 965	1 972	26 785	80 085	1 572	6 149	—	185 525

TABLEAU II–14 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1982 — Énergie brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	1	549 480	68 166	400	1 644	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Importations	17 670	45 248	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exportations	—	—	—	—	—	977	—	3 753	2 019	—	—	2 996
Transferts nets inter-régions	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	–566	—	—	3 048
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–1 592	–55 435	3 530	—	124	446	—	—	296	—	—	742
Total disponible	24 467	701 064	64 636	400	1 520	4 818	—	26 005	3 203	—	—	8 021
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	603 669	—	—	—	—	—	6 345	—	—	—	—
Disponibilité	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	19 660	3 203	—	—	8 021
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	930	—	—	—	—
Usage énergétique total	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	18 730	3 203	—	—	8 021
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Écoulement final	—	96 395	64 636	400	1 520	4 642	—	17 262	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	71	7 032	16 855	11 138	48 840	150 992	60 437	211 429	260 269	71 575
Importations	109 046	1 136	—	—	—	—	110 182	32 652	189	32 841	14[illegible] 023	189
Exportations	—	—	—	—	—	4 142	4 142	23 161	20 119	43 280	[illegible]7 422	24 262
Transferts nets inter-régions	32 115	1 268	—	—	—	15 323	48 707	—	–5 640	–5 640	43 066	9 683
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–9 825	–1 386	4	—	1 463	1 891	–7 853	—	2 950	2 950	–4 903	4 841
Total disponible	150 992	17 527	68	7 032	15 392	20 428	211 439	160 494	31 918	192 401	403 840	52 346
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	150 992	—	—	—	—	—	150 992	—	—	—	150 992	—
Électricité	—	15 092	—	—	—	—	15 092	39 157	—	39 157	54 248	—
Disponibilité	—	2 435	68	7 032	15 392	20 428	45 355	121 327	31 918	153 244	198 599	52 346
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	5 739	—	5 739	5 739	—
Usage énergétique total	—	2 435	68	7 032	15 392	20 428	45 355	115 588	31 918	147 505	192 860	52 346
Autoconsommation	—	25	—	—	—	746	771	9 059	4 056	13 115	13 886	4 802
Écoulement final	—	2 410	68	7 032	15 392	19 682	44 584	106 528	27 862	134 390	178 974	47 544

TABLEAU II–15 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1982 — Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	1	549 480	68 166	400	1 644	2 627	—	24 467	6 065	—	—	8 692
Importations	17 670	45 428	—	—	—	—	—	5 291	19	—	—	19
Exportations	—	—	—	—	—	977	—	3 753	2 019	—	—	2 996
Transferts nets inter-régions	5 204	50 721	—	—	—	3 614	—	—	–566	—	—	3 048
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–1 592	–55 435	3 530	—	124	446	—	—	296	—	—	742
Total disponible	24 467	701 064	64 636	400	1 520	4 818	—	26 005	3 203	—	—	8 021
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	24 467	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	603 669	—	—	—	—	—	6 345	—	—	—	—
Disponibilité	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	19 660	3 203	—	—	8 021
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	930	—	—	—	—
Usage énergétique total	—	97 395	64 636	400	1 520	4 818	—	18 730	3 203	—	—	8 021
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	176	—	1 468	407	—	—	583
Écoulement final	—	96 395	64 636	400	1 520	4 642	—	17 262	2 796	—	—	7 438

B. TERAJOULES

Production	6	13 737	71	7 032	16 855	9 457	47 159	150 992	21 834	172 826	219 985	31 291
Importations	109 046	1 136	—	—	—	—	110 182	32 652	68	32 721	142 902	68
Exportations	—	—	—	—	—	3 517	3 517	23 161	7 268	30 429	33 946	10 786
Transferts nets inter-régions	32 115	1 268	—	—	—	13 010	46 394	—	–2 038	–2 038	44 356	10 973
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–9 825	–1 386	4	—	1 463	1 606	–8 138	—	1 066	1 066	–7 073	2 671
Total disponible	150 992	17 527	68	7 032	15 392	17 345	208 355	160 484	11 531	172 014	380 370	28 876
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	150 992	—	—	—	—	—	150 992	—	—	—	150 992	—
Électricité	—	15 092	—	—	—	—	15 092	39 157	—	39 157	54 248	—
Disponibilité	—	2 435	68	7 032	15 392	17 345	42 271	121 327	11 531	132 858	175 129	28 876
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	5 739	—	5 739	5 739	—
Usage énergétique total	—	2 435	68	7 032	15 392	17 345	42 271	115 588	11 531	127 118	169 w90	28 876
Autoconsommation	—	25	—	—	—	634	659	9 059	1 465	10 525	11 183	2 099
Écoulement final	—	2 410	68	7 032	15 392	16 711	41 613	106 528	10 066	116 594	158 207	26 777

PARTIE III
PRÉVISIONS RELATIVES AUX BESOINS ÉNERGÉTIQUES NETS, 1986 et 1991

Introduction

Au cours de la première phase de son programme de recherche, le Secrétariat à l'énergie a élaboré une série de bilans relatifs à l'offre et à la demande énergétiques. Ces bilans servent de données de base dans l'analyse des faits nouveaux qui se produisent au Nouveau-Brunswick en matière d'énergie et dans la formulation d'une politique énergétique. Les bilans énergétiques pour les années civiles allant de 1973 à 1979 ont été publiés dans un volume intitulé **Statistiques énergétiques du Nouveau-Brunswick, 1973-1979**. La publication **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick**, parue pour la première fois en 1982, consiste en une mise à jour annuelle de ces bilans.

La deuxième phase du programme de recherche du Secrétariat à l'énergie comporte la préparation de prévisions relatives aux besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick dans cinq et dix ans d'ici. Les résultats préliminaires de cet exercice apparaissent dans la présente publication de **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick**. Les prochains volumes de cette publication comprendront des mises à jour à la fois des bilans énergétiques actuels et des prévisions relatives aux besoins énergétiques dans cinq et dix ans d'ici.

Les prévisions relatives aux besoins énergétiques seront préparées en trois étapes.

Premièrement, les données relatives à la consommation d'énergie de l'année de base (soit 1981 pour les prévisions actuelles) seront converties en données relatives à l'usage énergétique réel. Cette conversion consiste à calculer le produit de l'usage énergétique net multiplié par le genre d'énergie et l'efficacité de l'usage final des divers combustibles. En outre, cette conversion élimine les effets de la variation de l'efficacité de l'usage final au cours des années et les changements de la répartition de l'usage énergétique entre les combustibles dont l'efficacité de l'usage final diffère.* La répartition des usages énergétiques réels pour 1981 apparaît dans le tableau III-2.

TABLEAU III–1. COEFFICIENTS D'UTILISATION

%

	Domestique	Commercial	Industriel	Transports			
				routiers	ferroviaires	aériens	maritimes
Charbon, coke	50	65	87	—	8	—	8
GPL	75	78	85	—	—	—	—
Gaz de distillation	—	—	85	—	—	—	—
Kérosène	55	82	82	—	55	—	55
Carburant diesel	23	23	26	23	23	—	15
Mazout léger	65	82	82	—	82	—	10
Mazout lourd	80	80	87	—	80	—	10
Essence à moteur	—	—	—	20	—	—	—
Carburant d'aviation	—	—	—	—	—	20	—
Carburéacteur	—	—	—	—	—	30	—
Gaz naturel	75	78	85	—	—	—	—
Électricité	100	100	100	—	—	—	—
Coke de pétrole	—	—	87	—	—	—	—
Pétrole brut	—	—	87	—	—	—	—
Gaz de cokeries	—	—	85	—	—	—	—
Bois et déchets de bois	50	50	50	—	—	—	—

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada, **Energy Demand Projections A Total Energy Approach**, Ottawa, 1977, p. 28, prévisions de l'auteur.

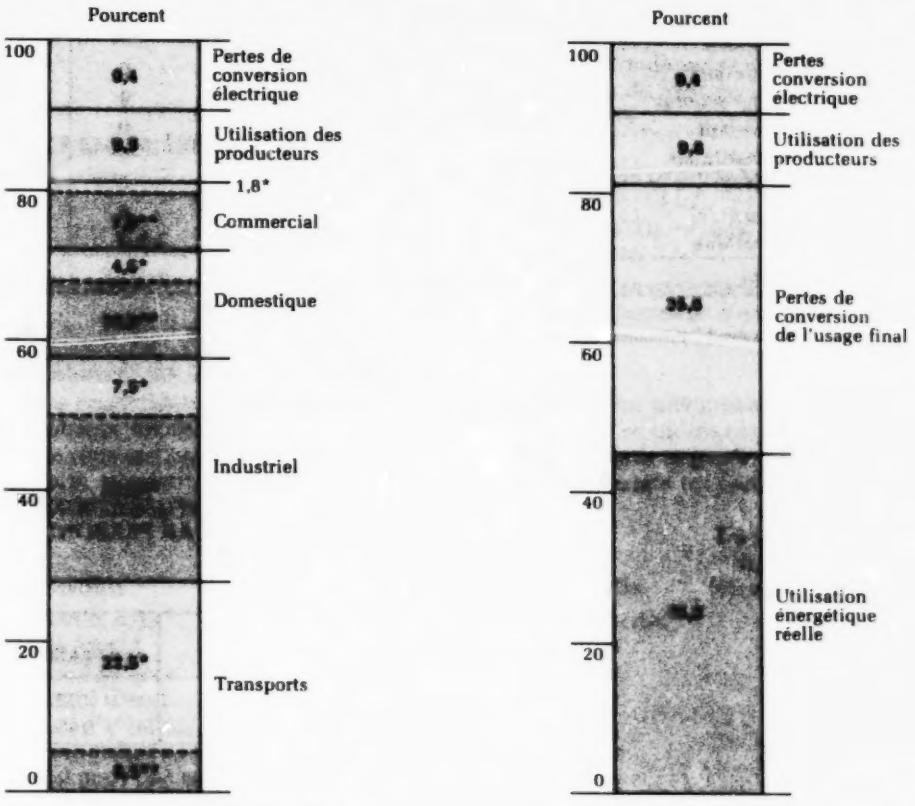
Deuxièmement, les besoins énergétiques réels par secteur seront prévus pour quelques années.

Finalement, les parts des divers combustibles seront prévues et les données qui en résulteront seront utilisées pour prévoir la consommation énergétique nette du Nouveau-Brunswick.

À l'heure actuelle, seules les deux premières étapes ont été terminées. Par conséquent, la présente publication comprend les besoins énergétiques réels du Nouveau-Brunswick pour les années civiles 1986 et 1991.

* On peut trouver un examen de ces effets sur les séries d'années de l'usage énergétique dans la publication suivante: Ruggeri, G. C., "Trends in Household Energy Consumption in Canada", **Energy Policy**, vol. 11, nº 3, septembre 1983, pp. 250-58.

FIG. III-1. RELATION ENTRE L'USAGE ÉNERGÉTIQUE DE BASE ET L'USAGE ÉNERGÉTIQUE RÉEL, 1981



* *Pertes de conversion de l'usage final.*
** *Utilisation énergétique reelle.*

TABLEAU III–2. CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE RÉELLE PAR SECTEUR, 1981

TÉRAJOULES

SECTEUR	CHARBON-COKE	GAZ NATUREL	BOIS	RÉSIDUS DE BOIS	P.P.R.	ÉLECTRICITÉ	TOTAL
Industriel*	1 690	0	0	8 386	37 703	18 712	66 491
Transports							
routiers	0	0	0	0	8 617	0	8 617
ferroviaires	0	0	0	0	500	0	500
aériens	0	0	0	0	592	0	592
maritimes	0	0	0	0	1 446	0	1 446
TOTAL	0	0	0	0	11 155	0	11 155
Commercial	307	44	9	0	11 224	5 522	17 106
Domestique	13	9	3 305	0	10 346	8 435	22 108
TOTAL	2 010	53	3 314	8 386	70 428	32 669	116 860

*Comprend l'autoconsommation et les pertes de transmission électrique

TABLEAU III–3. UTILISATION ÉNERGÉTIQUE RÉELLE PAR PERSONNE, PAR FOYER ET PAR UNITÉ PRODUITE, 1981

GIGAJOULES

SECTEUR	PAR PERSONNE	PAR FOYER	PAR 1000 $ DE R.P.D. RÉEL	PAR 1000 $ DE P.I.B.L. RÉEL
Domestique	32	103	11	—
Tous les secteurs	165	—	—	50

TABLEAU III–4. LES PRÉVISIONS DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE RÉELLE PAR SECTEUR, 1986 et 1991

TERAJOULES

SECTEUR	1981	1986	1991
Industriel	66 491	68 496	68 626
Transports	11 155	9 204	9 343
Commercial	17 106	17 464	17 864
Domestique	22 108	22 643	22 261
TOTAL	116 860	117 807	118 094

ANNEXE
Notes sur les Méthodes Appliquées et sur les Sources de Données

TERMES PARTICULIERS

ÉNERGIE NETTE ..... Usage énérgétique final exprimé en unités métriques en comptant 3,6 TJ par GWh pour toutes les quantités d'électricité.

ÉNERGIE BRUTE ..... Quantité d'énergie primaire exprimée en unités métriques en comptant 4,24 TJ par GWh pour l'électricité d'origine hydraulique, et environ 10 TJ par GWh pour l'électricité thermique, c'est-à-dire son taux calorifique réel.

USAGE ÉNERGÉTIQUE TOTAL ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, y compris les industries productrices d'énergie comme les compagnies d'électricité, les raffineries de pétrole, etc.

ÉCOULEMENT FINAL ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, sauf les industries productrices d'énergie.

Coefficients de conversion d'énergie

Les coefficients de conversion utilisés pour convertir en une même unité d'énergie métrique les chiffres des bilans énergétiques exprimés en unités naturelles découlent de ceux qui ont été employés par Statistique Canada dans sa publication intitulée "Bulletin trimestriel — disponibilité et écoulement d'énergie au Canada", numéro 57-003 du catalogue.

Combustible	Unité naturelle	Unité d'énergie équivalents (térajoules) "TJ"
Charbon et coke*	1 000 tonnes courtes	25,00
Pétrole brut**	1 000 barils	6,12
Essence à moteur	1 000 barils	5,51
Carburant diesel	1 000 barils	6,15
Essence d'aviation	1 000 barils	5,33
Carburéacteurs pour turbine à gaz	1 000 barils	5,71
Mazout pour poêles	1 000 barils	5,99
Mazouts légers (pour chaudières)	1 000 barils	6,15
Mazouts lourds (no 6)	1 000 barils	6,63
GPL (propane et butane)	1 000 barils	4,32
Asphalte	1 000 barils	7,06
Autres produits pétroliers raffinés	1 000 barils	5,72
Bois	1 000 cordes	17,58
Déchets de bois	1 000 tonnes anhydres	11,80
Lessive	1 000 tonnes anhydres	9,68
Gaz naturel	Un million de pieds cubes	1,02
Électricité:		
Usage final	Un gWh	3,60
Énergie primaire		
d'origine hydraulique	Un gWh	4,24
d'origine thermique***	Un gWh	10,00

* Le chiffre indiqué est un chiffre moyen établi compte tenu des différences d'énergie potentielle qui existent entre le charbon de la province et le charbon importé.

** Le coefficient de conversion normalisé est de 6,12 TJ. Toutefois, le coefficient de conversion utilisé dans les bilans annuels a été calculé pour chaque année; il correspond à l'énergie potentielle moyenne d'un baril de dérivé raffiné du pétrole consommé au Nouveau-Brunswick.

*** Varie un peu d'année en année en fonction du taux calorifique réel que l'on calcule en divisant l'énergie potentielle du combustible fossile à employer par la quantité de l'électricité produite.

Coefficients de conversion divers

1 baril	0,15891 mètre cube (m^3)
1 pied cube (pi^3)	0,028328 mètre cube (m^3)
1 tonne courte	0,907185 tonne métrique
1 mètre cube (m^3)	mille litres
1 joule (J)	0,000948 British Thermal Units (BTU)
kilo	mille (10^3)
méga	un million (10^6)
giga	un milliard (10^9)
téra	mille milliards (10^{12})

Secteurs de l'économie

La ventilation de l'usage énergétique par secteur ne porte que sur un certain nombre de grands secteurs traditionnels de l'économie qui ont été choisis pour faciliter les comparaisons avec d'autres publications nationales et provinciales.

Le secteur "manufacturier" comprend cinq sous-secteurs de base, conformément à la Classification des activités économiques de Statistique Canada.

Comme nous ne disposions pas de renseignements distincts sur le secteur primaire du Nouveau-Brunswick, hormis le secteur minier, les chiffres afférents à l'agriculture, à la pêche, au piégeage, et à l'exploitation des bois et des forêts sont compris dans la catégorie générale "secteur industriel" avec les chiffres du secteur manufacturier et de celui de la construction.

Le secteur domestique englobe toutes les habitations particulières.

La rubrique intitulée "Secteur public et commerce" représente un groupe résiduel qui comprend des sous-secteurs comme les services de l'Administration, ceux de la santé et des services sociaux, et enfin ceux des affaires, du commerce et des assurances.

Sources des données

Diverses sources de données publiées ou inédites ont servi à dresser les bilans énergétiques.

Pétrole brut et produits pétroliers raffinés

Production provinciale	Ministère des Ressources Naturelles (MRN)—"Rapport annuel" Statistique Canada—"Production de pétrole brut et de gaz naturel", no 26-006 du catalogue
Exportations et importations	Statistique Canada—données inédites
Consommation de produits pétroliers raffinés par produit	Ministère des Finances du Nouveau-Brunswick—données inédites Statistique Canada, "Produits pétroliers rafinnés", no 45-004 du catalogue
Consommation de produits pétroliers par secteur	Statistique Canada, no 45-004 du catalogue Statistique Canada "Bulletin trimestriel—disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003 du catalogue Statistique Canada "Consommation de combustibles et d'électricité achetés . . ." no 57-208 du catalogue Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB), données—inédites Entreprises choisies—donnés inédites
Prix	Statistique Canada— données inédites

Charbon et coke

Réserves	MRN, données inédites
Production	MRN, "Rapport annuel"
Consommation	MRN CEENB, données inédites Statistique Canada, nos 57-003, 57-208, 45-002 du catalogue
Importations	Statistique Canada, "Statistique du charbon et du coke", no 45-002
Prix	N.B. Coal Limited, données inédites

Gaz naturel

Production	MRN, "Rapport annuel" Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Consommation	Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Prix	Moncton Utility Gas Ltd., donnés inédites

Bois et déchets de bois

Bois	Secrétariat à l'énergie du N.-B. "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1980 Statistique Canada "L'équipement ménager", no 64-202 du catalogue
Déchets de bois	Entreprises productrices de pâtes et papiers et scieries, données inédites. Ministère du Commerce et du Dévelopement, données inédites

Électricité

Production, importations, exportations et transferts inter-régions	CEENB "Power Report", données inédites. Autres services d'électricité du Nouveau-Brunswick, données inédites. Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites.
Consommation	CEENB, données inédites. Autres services publics du Nouveau-Brunswick, données inédites. Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites. Statistique Canada no. 57-003, et 57-208 du catalogue
Prix	CEENB, données inédites

POOR

QUALITY

ORIGINAL